

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Subestación elevadora de evacuación 2x40MVA 30/132 kV de planta fotovoltaica

Autor: Diego Cabrera Castro

Tutores: Eduardo Navarro González

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Subestación elevadora de evacuación 2x40MVA 30/132 kV de planta fotovoltaica

Autor:

Diego Cabrera Castro

Tutores:

Eduardo Navarro González

Profesor Asociado

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Proyecto Fin de Carrera: Subestación elevadora de evacuación 2x40MVA 30/132 kV de planta fotovoltaica

Autor: Diego Cabrera Castro

Tutores: Eduardo Navarro González

Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mis padres Diego y Charo

A mi hermana, Tamara

A mi tío Joaquín

A Noelia

*Y a todo aquel que de un modo u otro
me han ayudado a llegar hasta aquí*

Agradecimientos

En pocas líneas es difícil mencionar todas aquellas personas que de un modo u otro me han ayudado a llegar hasta aquí, contribuyendo cada día a mi aprendizaje y, porque no decirlo, a mi desarrollo personal.

A mis padres por estar siempre ahí, y apoyarme en mis estudios en todo momento y no dejar que me rindiera nunca.

A mi hermana, por todos sus consejos y por ser un referente de superación y lucha constante para conseguir tus sueños y disfrutar un poco más de la propia existencia.

A mi tío, el cual ha supuesto una fuente insaciable de conocimientos sobre subestaciones y al cual siempre le estaré agradecido.

A Noelia, por la paciencia de mis mil berrinches y por la comprensión que requiere mis meses de estudio.

A mis tutores, por ayudarme a comprender un poco mejor cómo funciona el maravilloso mundo que hemos construido y ayudarme en la redacción de este proyecto.

A mis amigos, los cuales siempre me han apoyado y ayudado en los momentos más crudos.

Muchas gracias a todos.

Diego Cabrera Castro
Sevilla, 2019

Resumen

En el presente trabajo se recoge el diseño, fundamentalmente de las instalaciones de alta tensión, de una subestación elevadora de evacuación de un parque fotovoltaico ficticio.

La subestación tiene como fin elevar la tensión de generación, para su posterior evacuación a una red de distribución la cual hemos considerado perteneciente a Endesa. Por tanto, en el parque existen dos zonas bien diferenciadas, perteneciente a distribuidora y clientes.

Existirán dos generadores. A cada uno le corresponde una planta fotovoltaica de 40 MVA, lo cual hace necesario un proyecto de cierta envergadura.

En ella se ha tratado de recoger todos los equipos que se usan en la actualidad, gracias a lo cual el lector podrá apreciar las diferencias entre los módulos híbridos y la aparamenta convencional.

Se hará referencia en el texto, pero es conveniente dejar claro desde el principio que no se trata de un proyecto (aunque se usará indistintamente proyecto y trabajo refiriéndonos en cualquier caso al trabajo de fin de grado). La diferencia erradica en que en el presente texto se recogen los principales aspectos descriptivos, amplias explicaciones del diseño considerado y justificación cuantitativa y cualitativa de los principales elementos que constituirán esta subestación, cumpliendo con la normativa vigente.

Abstract

The following project includes mainly the design for a HV step-up releasing substation in a photovoltaic park.

This substation has as a main purpose to raise up the generation voltage for further releasing to a distribution grid, which we consider that belongs to the company Endesa. For this reason, there are two clearly differentiated areas in the park, one belonging to the DSO and the second one belonging to customers.

Two different generators are available, each one with the proper PV plant of 40 MVA, which makes it inevitable to perform a project of certain complexity.

On the station, it was intended the use of all the different equipments that are widely used nowadays, as this may make possible for the reader to appreciate the significant differences between hybrid modules and conventional equipment.

Even though it will be referred on the text, it is convenient to make it clear that this does not consist on a project itself, in any case on the document the words "project" and work will be used without further distinction. The main difference is that on the following document are included the main descriptive aspects, a wide array of design considerations and both qualitative and quantitative justification regarding the main elements that make this substation, according to the current normative.

Índice

<i>Agradecimientos</i>	<i>ix</i>
<i>Resumen</i>	<i>xi</i>
<i>Abstract</i>	<i>xiii</i>
<i>Índice</i>	<i>xv</i>
<i>Índice de Tablas</i>	<i>xxi</i>
<i>Índice de Figuras</i>	<i>xxv</i>
<i>Notación</i>	<i>xxvii</i>
<i>Memoria Descriptiva</i>	<i>xxix</i>
1 <i>Introducción</i>	1
1.1 Objeto del proyecto	1
1.2 Descripción general	1
1.3 Alcance del proyecto	2
1.4 Normativa y otros documentos de referencia	2
1.4.1 Legislación	2
1.4.2 Normas UNE	3
1.4.3 Documentos IEEE	3
1.4.4 Otros documentos de referencia	3
2 <i>Hipótesis de diseño</i>	5
2.1 Emplazamiento	5
2.2 Condiciones ambientales	5

2.3	Datos de cortocircuito	5
2.4	Punto de conexión	6
2.5	Potencia a transformar	6
3	<i>Alcance de las instalaciones</i>	7
3.1	Configuración	7
3.1.1	Posiciones del parque de 132 kV.	7
3.1.1.1	Posiciones de línea	7
3.1.1.2	Posición de barra	7
3.1.1.3	Posiciones de evacuación	8
3.1.2	Posiciones de transformación 30/132 kV	8
3.1.3	Posiciones del parque de 30 kV	8
3.1.3.1	Posiciones de salida de línea	9
3.1.3.2	Posiciones de protección del secundario de transformación	9
3.1.3.3	Posiciones de servicios auxiliares	9
3.1.4	Sistema de control y protecciones	9
3.1.4.1	Zona de compañía	9
3.1.4.2	Zona de generadores	9
3.1.5	Sistemas de medida	10
3.1.6	Sistema de servicios auxiliares	10
3.1.7	Sistema de puesta a tierra	10
3.1.8	Sistema de telecomunicaciones	11
3.1.9	Instalaciones auxiliares	11
3.2	Características generales de diseño	11
3.3	Justificación de los parámetros de diseño	12
3.3.1	Coordinación de aislamiento	12
3.3.2	Intensidad nominal de la aparamenta	13
3.3.2.1	Lado de 132 kV	13
3.3.2.2	Lado de 30 kV	15
3.3.3	Intensidades de cortocircuito	18
3.3.3.1	Lado de 132 kV	18
3.3.3.2	Lado de 30 kV	18
3.3.4	Campos electromagnéticos	19
3.4	Disposición general de las instalaciones	19
3.4.1	Disposición física	19
3.4.2	Estructuras y soportes metálicos	20
3.4.3	Distancias	20
4	<i>Posiciones de 132 kV</i>	21
4.1	Características generales de los componentes	21
4.2	Características de diseño de los componentes	22
4.2.1	Módulos híbridos	22
4.2.2	Transformadores de tensión inductivos	26
4.2.3	Autoválvulas	27
4.2.4	Barra general de 132 kV	27
4.2.5	Conductor desnudo	29
4.2.6	Aislador de apoyo en el lado de 132 kV	29
5	<i>Posiciones de transformación 30/132 kV</i>	31

5.1	Características de diseño de los componentes	31
5.1.1	Transformador de potencia 30/132 kV, 40 MVA	31
5.1.2	Sistema Reactancia-Resistencia de puesta a tierra	32
5.1.3	Autoválvulas 132 kV	33
5.1.4	Autoválvulas 30 kV	33
5.1.5	Transformadores de tensión inductivos 132 kV	34
5.1.6	Transformadores de intensidad 132 kV	34
5.1.7	Interruptor automático 132 kV	35
5.1.8	Seccionador tripolar de puesta a tierra 132 kV	36
5.1.9	Conductor desnudo	37
6	Posiciones de 30 kV	39
6.1	Características generales de los componentes	39
6.2	Características de diseño de los componentes	39
6.2.1	Interruptores automáticos 36 kV	40
6.2.2	Seccionadores de 3 posiciones	40
6.2.3	Transformadores de intensidad	41
6.2.4	Fusibles	41
6.2.5	Cable de potencia del transformador	41
6.2.6	Cables de potencia de servicios auxiliares	42
7	Obra civil	45
7.1	Movimiento de tierras	45
7.2	Red de tierras inferior	45
7.3	Acondicionamiento del terreno	46
7.4	Vallado perimetral	46
7.5	Viales	46
7.6	Obras civiles del parque de intemperie	46
7.6.1	Cimentaciones para la aparamenta	46
7.6.2	Canalizaciones de cables	47
7.6.3	Sistema de recuperación y recogida de aceite	47
7.6.4	Muro cortafuegos	47
7.6.5	Edificios	47
8	Sistema de control y protección	51
8.1	Sistema de protección	51
8.1.1	Posiciones de 132 kV (Zona de compañía)	51
8.1.2	Posiciones de 132 kV (Zona de generador)	52
8.1.2.1	Protección de línea	52
8.1.2.2	Protección de transformador	52
8.1.3	Líneas de 30 kV	53
8.1.4	Descripción general de las protecciones	53
8.2	Sistema de control	54
8.2.1	Tecnología	54
8.2.2	Funciones	55
8.2.3	Funciones principales de la UCS	55
8.2.4	Funciones principales de la UCP	55
8.2.5	Disposición constructiva	55

9	<i>Sistema de medida para la facturación</i>	57
10	<i>Sistema de servicios auxiliares</i>	59
10.1	Servicios auxiliares de C.A	59
10.2	Servicios auxiliares de corriente continua	59
11	<i>Instalaciones complementarias</i>	61
11.1	Sistema de puesta a tierra. Red de tierra inferior	61
11.1.1	Características del sistema	61
11.1.2	Instrucciones generales de puesta a tierra	61
11.1.2.1	Puesta a tierra de protección	62
11.1.2.2	Puesta a tierra de servicio	62
11.1.2.3	Interconexión de las instalaciones de tierra	62
11.1.3	Características del sistema	62
11.2	Apantallamiento. Red de tierra superior mediante puntas Franklin	63
11.3	Sistema de alumbrado y fuerza	63
11.3.1	Alumbrado exterior	63
11.3.2	Alumbrado interior	64
11.3.3	Alumbrado de emergencia	64
11.3.4	Fuerza	64
11.4	Sistema de seguridad	64
11.4.1	Protección antiintrusismo	64
11.4.2	Protección contra incendios	64
11.5	Sistema de climatización y ventilación	64
	<i>Anexos</i>	65
12	<i>Anexo A: Cálculo de red de tierras inferior</i>	67
12.1	Datos de partida	67
12.2	Procedimiento del diseño de la red de tierras	68
12.2.1	Características del terreno	68
12.2.2	Corrientes máximas de defecto a tierra	70
12.2.3	Tiempo máximo de despeje de faltas	70
12.2.4	Cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas admisibles en la instalación	71
12.2.5	Diseño preliminar de la red de tierras	73
12.2.6	Resistencia equivalente de malla de puesta a tierra	73
12.2.7	Determinación de la intensidad de puesta a tierra (Ig)	74
12.2.8	Sección del conductor de puesta a tierra	74
12.2.9	Cálculo de las tensiones de paso y contacto	77
12.2.10	Comprobación de tensiones de paso y contacto admisibles	81
12.2.10.1	Interior de la subestación	81
12.2.10.2	Exterior de la subestación	82
12.2.11	Investigación de las tensiones transferibles al exterior	83
12.2.12	Validez del diseño	83
13	<i>Anexo B: Cálculo de distancias</i>	85
13.1	Niveles de aislamiento	85
13.2	Distancias mínimas en el aire	85

13.2.1	Distancias mínimas entre fases en el aire	86
13.2.2	Distancias mínimas entre fases y tierra	86
13.2.3	Distancias mínimas escogidas	86
13.3	Distancias a elementos en tensión	87
13.3.1	Pasillos	87
13.3.2	Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto	88
13.3.3	Zonas de protección contra contactos accidentales en el exterior del recinto	89
14	Anexo C: Cálculos eléctricos de cables y embarrado	91
14.1	Conductores desnudos de 132 kV	91
14.1.1	Intensidad máxima admisible de los conductores	91
14.1.2	Intensidad admisible en cortocircuito	92
14.1.3	Efecto corona y perturbaciones radioeléctricas	94
14.2	Cables de potencia de 30 kV	98
14.2.1	Cables de potencia del transformador	98
14.2.1.1	Intensidad máxima admisible de los cables	98
14.2.1.2	Intensidad máxima admisible corregida	99
14.2.1.3	Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los cables	99
14.2.2	Cables de potencia de servicios auxiliares	100
14.2.2.1	Intensidad máxima admisible de los cables	100
14.2.2.2	Intensidad máxima admisible corregida	101
14.2.2.3	Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los cables	101
14.3	Cálculos eléctricos de los embarrados de 132 kV	101
14.3.1	Intensidad máxima admisible de los conductores	102
14.3.2	Intensidad admisible en cortocircuito	103
14.3.3	Efecto corona y perturbaciones radioeléctricas	104
14.4	Cálculos electromecánicos sobre embarrados y aisladores de 132 kV	106
14.4.1	Esfuerzo sobre los conductores	106
14.4.1.1	Fuerza electromagnética de cortocircuito	106
14.4.1.2	Valor de cresta de la corriente de cortocircuito	107
14.4.1.3	Esfuerzo sobre el conductor durante el cortocircuito	107
14.4.1.4	Tensión admisible sobre el conductor	108
14.4.1.5	Coeficiente de seguridad del conductor	108
14.4.2	Esfuerzo sobre los aisladores de apoyo	108
14.4.2.1	Fuerza debida al cortocircuito	109
14.4.2.2	Fuerza debida al viento	109
14.4.2.3	Fuerza debida al peso propio del conductor	110
14.4.2.4	Fuerza debida al hielo	110
14.4.2.5	Coeficiente de seguridad del aislador	110
14.4.3	Cálculos electromecánicos del embarrado y apoyos de 132 kV	110
14.4.4	Flecha en el conductor rígido	112
15	Anexo D: protección frente a sobretensiones	115
15.1	Selección de Autoválvulas	115
15.1.1	Nivel de aislamiento	115
15.1.2	Paso 1: Determinación de la tensión de servicio continuo (U_c)	116
15.1.3	Paso 2: Determinación de la tensión asignada (U_r)	116
15.1.4	Paso 3: Selección de la corriente nominal y clase de descarga	119
15.1.5	Paso 4: Elección de la línea de fuga	119
15.1.6	Paso 5: Comprobación de los márgenes de protección a impulsos	121

15.2	Apantallamiento con puntas Franklin	123
15.2.1	Diseño del SPCR	125
16	Anexo E: Cálculo de campos electromagnéticos	129
16.1	Cálculo del campo magnético	129
16.2	Cables de 132 kV	130
16.3	Cables de 30 kV	131
17	Anexo F: Cálculo baterías cc	135
17.1	Datos de partida	135
17.2	Cálculo del consumo de las cargas	135
17.2.1	Cargas continuas	136
17.2.1.1	Relés de protección	136
17.2.1.2	Equipos auxiliares de control y protección	136
17.2.1.3	Sistema de control	137
17.2.2	Cargas puntuales	137
17.2.2.1	Motor de los interruptores	137
17.2.2.2	Motor de los seccionadores	138
17.2.3	Carga total de consumo	138
17.3	Cálculo del consumo de las cargas	139
18	Anexo G: equipos para medida de facturación	141
18.1	Datos de partida	141
18.2	Sistema de medida	141
18.3	Características de los equipos principales	141
18.3.1	Valores nominales de secundario	141
18.3.2	Valores nominales de primario	141
18.3.2.1	Transformador de intensidad de 132 kV	141
18.3.2.2	Transformador de tensión de 132 kV	142
18.4	Precisión	142
19	Anexo H: Cálculo de la corriente de cortocircuito de Media Tensión	143
19.1	Cálculo de impedancias	143
19.2	Cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica en MT	144
	Glosario	145
	Unidades de medida	147
	Bibliografía. Fabricantes	149
	Planos	151

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Condiciones ambientales en Alcalá de Guadaira	5
Tabla 2-2. Datos de cortocircuito	6
Tabla 3-1. Características generales de diseño lado 132 kV y lado de 30 kV	12
Tabla 3-2. Niveles de aislamiento lado 132 kV y lado 30 kV	12
Tabla 3-3. Tensión residual máxima ante descarga del PA	13
Tabla 3-4. Línea de fuga mínima de aisladores de 132 kV y 30 kV	13
Tabla 3-5. Intensidades nominales de la aparamenta de 132 kV	14
Tabla 3-6. Intensidad primaria mínima TI de 132 kV	14
Tabla 3-7. Relación de transformación del TI de 132 kV	14
Tabla 3-8. Factor límite de precisión del TI de 132 kV	15
Tabla 3-9. Intensidades nominales de la aparamenta de 30 kV	16
Tabla 3-10. Intensidades nominales de las celdas de protección de línea de 30 kV	16
Tabla 3-11. Intensidad primaria mínima TI de 30 kV	16
Tabla 3-12. Relación de transformación del TI de 30 kV	16
Tabla 3-13. Factor límite de precisión del TI de 132 kV	17
Tabla 3-14. . Intensidad primaria mínima TI para celdas de protección de línea de 30 kV	17
Tabla 3-15. Relación de transformación del TI de 30 kV	17
Tabla 4-1. Características generales de los componentes 132 kV	21
Tabla 4-2. Características generales de los componentes del módulo híbrido	23
Tabla 4-3. Características generales de los interruptores automáticos para los módulos híbridos	23
Tabla 4-4. Características generales de los TI para los módulos híbridos	24
Tabla 4-5. Características generales de los seccionadores para los módulos híbridos	24
Tabla 4-6. Características generales de los aisladores-pasatapas para los módulos híbridos	25

Tabla 4-7. Características generales de los TT de 132 kV en posición de línea	27
Tabla 4-8. Características generales de las autoválvulas 132 kV en posición de línea	27
Tabla 4-9. Características eléctricas del embarrado de 132 kV	28
Tabla 4-10. Características mecánicas del embarrado de 132 kV	28
Tabla 4-11. Características de los aisladores de apoyo de embarrado	28
Tabla 4-12. Datos mecánicos de los aisladores de apoyo de embarrado	28
Tabla 4-13. Características generales del conductor para 132 kV	29
Tabla 5-1. Características generales del transformador de potencia 132/30 kV	31
Tabla 5-2. Características generales sistema de reactancia-resistencia de p.a.t en 30 kV	32
Tabla 5-3. Características generales autoválvulas 132 kV	33
Tabla 5-4. Características generales autoválvulas 30 kV	33
Tabla 5-5. Características generales de los TT de 132 kV posición de transformación	34
Tabla 5-6. Características generales de los TI de 132 kV posición de transformación	35
Tabla 5-7. Características generales de los Interruptores automáticos de 132 kV	35
Tabla 5-8. Características generales de los seccionadores tripolares de p.a.t de 132 kV	36
Tabla 6-1. Características generales de los componentes de 30 kV	39
Tabla 6-2. Características generales de los interruptores automáticos de 30 kV	40
Tabla 6-3. Características generales de seccionadores de 3 posiciones de 30 kV	40
Tabla 6-4. Características generales de la p.a.t de los seccionadores de 30 kV	40
Tabla 6-5. Características generales de los TI de 30 kV	41
Tabla 6-6. Características generales de fusibles-interruptor para SSAA de 30 kV	41
Tabla 6-7. Características generales de los cables de potencia de 30 kV	42
Tabla 6-8. Características generales de los cables de potencia de servicios auxiliares	43
Tabla 8-1. Protecciones de la posición de 132 kV para zona de compañía	52
Tabla 8-2. Protecciones de la posición de 132 kV para zona de generador	52
Tabla 8-3. Protecciones de la posición de transformador	53
Tabla 10-1. Características generales transformador de servicios auxiliares	59
Tabla 10-2. Características generales cargador-batería	60
Tabla 11-2. Tensiones de paso y contacto en zona interior de la subestación	62
Tabla 11-3. Tensiones de paso y contacto en zona exterior de la subestación	63
Tabla 13-1. Niveles de aislamiento en 132 kV y 30 kV	85
Tabla 13-2. Distancias mínimas entre fases	86
Tabla 13-3. Distancias mínimas entre fases y tierra	86
Tabla 13-4. Distancias mínimas escogidas	86
Tabla 13-5. Distancias mínimas de elementos en tensión al suelo	87

Tabla 13-6. Distancias mínimas al suelo de elementos en tensión escogidas	87
Tabla 13-7. Distancias en interior de subestación contra contactos accidentales	89
Tabla 13-8. Distancias en exterior de subestación contra contactos accidentales	89
Tabla 14-1. Características del conductor 147-AL1/34-ST1A	92
Tabla 14-2. Condiciones instalación para cables 30 kV	98
Tabla 14-3. Condiciones instalación cables SSAA	100
Tabla 14-4. Características instalación para embarrados	102
Tabla 14-5. Características del tubo de aluminio 120/100 mm	102
Tabla 15-1. Niveles de aislamiento en 132 kV y 30 kV (Autoválvulas)	115
Tabla 15-2. Tensión de servicio continuo (autoválvulas)	116
Tabla 15-3. Valores del factor de falta o defecto a tierra	118
Tabla 15-4. Determinación de la tensión asignada	118
Tabla 15-5. Corriente nominal y clase de descarga de las autoválvulas	119
Tabla 15-6. Línea de fuga mínima (autoválvulas)	120
Tabla 15-7. Selección autoválvulas	120
Tabla 15-8. Valores del factor de localización	123
Tabla 15-9. Método del ángulo fijo. Valores de Alpha	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 12-1. Tensiones de paso y contacto	67
Figura 15-1. Método del ángulo fijo [3]	125
Figura 15-2. Ejemplo de posición de las puntas Franklin [4]	126
Figura 16-1. Disposición cables AT	130
Figura 16-2. Valores campo magnético sobre la línea de 132 kV	131
Figura 16-3. Disposición cables MT	132
Figura 16-4. Valores de campo magnético sobre cables de 30 kV	133

Notación

\ln	Logaritmo neperiano
\log	Logaritmo decimal
\sin	Función seno
\cos	Función coseno
\vec{x}	Vector x
$ x $	Módulo de x
e	Número e
j	Unidad imaginaria
$>$	Mayor que
$<$	Menor que
\geq	Mayor o igual que
\leq	Menor o igual que
\cdot	Multiplicación
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar

Memoria Descriptiva

1 INTRODUCCIÓN

“Equipado con sus cinco sentidos, el hombre explora el universo que lo rodea y a sus aventuras las llama ciencia”

Edwin Powell Hubble

Se define una subestación como el conjunto situado en el mismo lugar de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar alguna de las siguientes funciones: transformación de la tensión, de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos.

Las subestaciones han sido necesarias desde el comienzo del transporte de la energía eléctrica. En la propia definición se intuye la infinidad de situaciones en las que es necesario su construcción. Para todos aquellos puntos de generación, distintos de autoconsumo, es necesario el diseño y construcción de una subestación. Hoy en día se aborda la integración de energías renovables en masa, por ello y para dar enfoque a los tiempos que se avecinan, este proyecto consistirá en el diseño de una subestación elevadora, para la evacuación de energía proveniente de dos parques fotovoltaicos.

Un parque fotovoltaico, consiste en un conjunto de paneles solares agrupados que producen electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar.

1.1 Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es definir la configuración y dimensionar una subestación eléctrica de elevación, para la evacuación de la potencia generada por una teórica planta fotovoltaica. Fundamentalmente el proyecto ha sido enfocado desde un punto de diseño eléctrico de media y alta tensión. Habrá distintos aspectos, como pueden ser las cimentaciones, que no serán abordadas de una manera exhaustiva, pero se realizarán los comentarios oportunos para que el lector entienda los aspectos más relevantes.

Se definirán los diferentes equipos, instalaciones, hipótesis de diseño, simplificaciones etc. y mediante la inclusión de distintos anexos se justificarán todos los cálculos que sean necesarios.

1.2 Descripción general

La subestación servirá para evacuar la energía de dos parques fotovoltaicos, de 40 MVA cada uno, pertenecientes a dos clientes, por lo que se habla de una subestación compartida. Además, con objeto de acercar este estudio a la realidad, se supondrá que la distribuidora la cual facilita el punto de evacuación es Endesa Distribución Eléctrica S.L.U (EDE), por lo cual se tendrá que tener en cuenta las condiciones de conexión impuestas por la misma, y recogidas en la norma interna NRZ104: “Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en alta y media tensión”. La subestación estará compuesta de 3 parcelas:

Una de las parcelas será de la distribuidora, por lo que en aplicación del Art. 45 Apdo. 6 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica, el/los promotor/es de las instalaciones, cederá las mismas a la empresa distribuidora de la zona. Dichas condiciones también se reflejan en el documento NRZ104.

Por otro lado, existirán dos parcelas pertenecientes a dos clientes. Cada uno dispondrá de las posiciones necesarias para la evacuación segura de la energía de su parque fotovoltaico, contando con un transformador de relación 30/132 kV. Las posiciones son totalmente simétricas, es decir ambos clientes cuentan con las mismas instalaciones, de modo que en determinados momentos del presente proyecto se evitará duplicar el contenido y solo se hablará de un cliente, teniendo en cuenta que el segundo poseerá las mismas instalaciones.

En los planos *1.1: Esquema unifilar 132 kV*, *1.2: Esquema unifilar 30 kV. Detalle de celdas de 30 kV*, *2: Planta general eléctrica*, *3: Alzados generales parque 132 kV*, puede observarse de manera general los equipos y disposición proyectada.

1.3 Alcance del proyecto

El diseño completo de una subestación requiere de diferentes disciplinas técnicas debido a que existen multitud de elementos, equipos, instalaciones a diseñar y justificar.

En la memoria se procederá a describir las características generales de los equipos, aparataje e instalaciones auxiliares de la que se compone la subestación y la justificación de la selección de los mismos.

En los diferentes anexos se recogen cálculos y justificaciones de interés de los distintos elementos, equipos e instalaciones auxiliares. A modo de resumen se han recogido los siguientes cálculos y justificaciones:

- Cálculo de red de tierras inferior
- Red de apantallamiento con puntas Franklin
- Cálculo de distancias
- Cálculo de conductores y embarrados
- Protección frente a sobretensiones
- Cálculo de campos electromagnéticos
- Cálculo de baterías de corriente continua
- Equipos para medida de facturación

1.4 Normativa y otros documentos de referencia

Para la realización del presente trabajo, se ha tenido en cuenta la normativa en vigor que aplica a este tipo de instalaciones en cada uno de los aspectos estudiados.

1.4.1 Legislación

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión (LAT) e instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 1 a 9.
- Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico
- Real Decreto 2032/2009, de 30 de diciembre, por el que se establecen las unidades legales de medida
- Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación

1.4.2 Normas UNE

- Normas UNE recogidas en ITC-RAT 02
- Normas UNE recogidas en ITC-LAT 02
- Normas UNE recogidas en ITC-RBT 02
- UNE-EN 60865-1:2013: Corrientes de cortocircuito. Cálculo de efectos. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo

1.4.3 Documentos IEEE

- IEEE Std. 80-2000. IEEE Guide for safety in AC substation grounding. January 2000.
- IEEE Std 998-2012. IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations. April 2013

1.4.4 Otros documentos de referencia

- Normas UNE-EN
- NRZ 104, Edición 2º 09-2018, Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en alta y media tensión

Se han empleado para la elaboración del texto varios conceptos de:

- Apuntes de la carrera, en especial de las asignaturas de Distribución Eléctrica, Líneas Eléctricas, Subestaciones, Sistemas de Potencia, Teoría de Circuitos, Ampliación de Teoría de Circuitos.
- Subestaciones Eléctricas Jesús Trashorras Montecelos

Otras referencias del texto:

- [1] Web de Schneider :
https://www.schneiderelectric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/222000/FA222080/es_ES/Tabla%20de%20Codigos%20ANSI.PDF
- [2] Fuente imagen:
<http://www.sectorelectricidad.com/11085/tensiones-de-toque-y-paso-alrededor-de-unasubestacion/>
- [3], [4] Fuente de ambas imágenes:
<https://at3w.com/upload/ficheros/guia-puntas-y-mallas.pdf>

2 HIPÓTESIS DE DISEÑO

Al tratarse de un proyecto académico, se expondrán a continuación los parámetros de partida con respecto a la ubicación de la instalación y la red a la cual se conecta, indicándose las simplificaciones realizadas sobre el modelo. En el caso de una instalación real, habría que recabar y justificar de manera concreta todos los datos de partida.

2.1 Emplazamiento

La subestación proyectada, a efectos de dimensionamiento, se supondrá ubicada en el término municipal de Alcalá de Guadaira, provincia de Sevilla.

2.2 Condiciones ambientales

Altitud del emplazamiento	+46 m.s.n.m
Datos sísmicos (aceleración básica)	0.06 g
Temperatura ambiente máxima absoluta	+46.6 °C
Temperatura mínima absoluta	-5.5 °C
Máxima velocidad del viento	120 Km/h
Polución del aire	Nivel III

Tabla 2-1. Condiciones ambientales en Alcalá de Guadaira

2.3 Datos de cortocircuito

Los valores de cortocircuito en el punto de conexión serían aportados por la compañía distribuidora a la cual se conecta la subestación eléctrica. En el caso que ocupa, los debería dar el Departamento de Protecciones y Telecontrol de Endesa que es el que dispone de toda la información del sistema exterior a la subestación y que afectan directamente a las corrientes de cortocircuito que en ella se pueden dar, como pueden ser transformadores en paralelo, puntos de generación etc.

Al tratarse de un punto de conexión ficticio estos valores se basan en corrientes de cortocircuitos comunes en la zona en la cual se instalará el parque, suponiendo un dato de partida para el diseño de la subestación. Los valores se reflejan en la siguiente tabla:

Potencia de cortocircuito trifásico (132 kV)	2236 MVA
Corriente de cortocircuito trifásico (132 kV)	19.914 kA
Corriente de cortocircuito monofásico (132 kV)	14.4 kA
Corriente de cortocircuito trifásico (30 kV)	4.953 kA

Tabla 2-2. Datos de cortocircuito

El cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico en 30 kV se refleja en el anexo *19 H: Cálculo de la corriente de cortocircuito de Media Tensión*.

2.4 Punto de conexión

El punto de conexión será a una red de Alta Tensión (132 kV) que, para establecer unas condiciones de diseño lo más cercanas a la realidad, se supondrá a efectos prácticos propiedad de Endesa, por tanto, se ceñirán a la normativa de conexión establecida por la compañía, la cual viene recogida en la NRZ104. A lo largo del documento se hará referencia en varias ocasiones a esta norma.

Es importante destacar que se ha considerado que la línea de alta tensión a la cual se conecta la subestación cuenta con fibra óptica, por ello para las telecomunicaciones de la subestación se empleará esta fibra óptica, prescindiendo, al no ser necesario, de un sistema de filtrado de señales de alta frecuencia. Cuando no existe fibra óptica, se añade una bobina de filtrado (en serie con la línea) y un condensador (en paralelo), por ello normalmente encontramos transformadores capacitivos en la posición de línea, ya que se aprovecha su característica capacitiva para este fin y para las labores de protección-medida. La comunicación entre subestaciones se realiza inyectando pulsos de alta frecuencia que viajan por el medio físico de unión entre las subestaciones (esto es, la línea). En el caso estudiado, no es necesario este equipo ya que las comunicaciones se realizan a través de la fibra óptica (normalmente alojada en el cable de guarda). La fibra óptica supone un sistema de transmisión de información, constituida por un conjunto de filamentos de vidrio o plástico normalmente. Se encarga de llevar mensajes en forma de haces de luz que atraviesan los filamentos sin interrupción, permitiendo las transmisiones en largas distancias, a unas velocidades similares a las de radio o cable, con un mínimo de pérdidas y sin la interferencia electromagnética, en contraposición a los cables cuyo efecto es más acusado.

Todos los transformadores de tensión empleados en la subestación serán inductivos. Estos transformadores poseen una alta precisión, diseño seguro, tamaño y mantenimiento reducido (por tanto, menor coste) y es muy robusto.

2.5 Potencia a transformar

La planta fotovoltaica cuenta con dos parques de 40 MVA que serán evacuadas a la red de distribución a través de dos transformadores independientes de 40 MVA con relación 30/132 kV.

3 ALCANCE DE LAS INSTALACIONES

El alcance de las instalaciones responderá a lo reflejado en los planos *1.1: Esquema unifilar 132 kV*, *1.2: Esquema unifilar 30 kV. Detalle de celdas de 30 kV*, *2: Planta general eléctrica*, *3: Alzados generales parque 132 kV*. En primer lugar, se hará una breve descripción de los distintos elementos atendiendo a la configuración de la subestación y en posteriores capítulos se profundizará en cada uno de los distintos apartados descritos a continuación.

3.1 Configuración

3.1.1 Posiciones del parque de 132 kV.

Tipo: Exterior convencional-Híbrida blindada en SF₆ (hexafluoruro de azufre).

Esquema: Simple barra.

Propiedad: Endesa

Alcance: 2 posiciones de línea

1 posición de barra

2 posiciones de evacuación

3.1.1.1 Posiciones de línea

Ambas posiciones de línea son idénticas y están compuestas individualmente por:

Aparamenta convencional:

- 3 Transformadores de tensión inductivos
- 3 Pararrayos-autoválvula de óxido de zinc

Equipo compacto con aislamiento en SF₆. Módulos híbridos:

- 2 seccionadores tripolares con cuchillas de p.a.t
- 1 Interruptor tripolar
- 1 seccionador tripolar
- 4 transformadores de intensidad toroidales (por fase)

3.1.1.2 Posición de barra

Estará formada por tubo de aluminio y constituida por:

- 1 Transformador de tensión inductivo conectado a la fase central

3.1.1.3 Posiciones de evacuación

Ambas posiciones de evacuación son idénticas y están compuestas por:

Aparamenta convencional:

- 3 Pararrayos autoválvula

Equipo compacto con aislamiento en SF₆. Módulos híbridos:

- 2 seccionadores tripolares con cuchillas de p.a.t
- 1 Interruptor tripolar
- 1 seccionador tripolar
- 4 transformadores de intensidad (por fase)

3.1.2 Posiciones de transformación 30/132 kV

Tipo: Exterior convencional

Propiedad: Cliente

Alcance: 2 posiciones de transformación 30/132 kV, 40 MVA

Ambas posiciones de transformación son idénticas y están compuestas individualmente por:

- 3 Seccionadores tripolares con p.a.t
- 1 Interruptor automático tripolar
- 3 Transformadores de tensión inductivos
- 3 Transformadores de intensidad
- 3 Pararrayos-autoválvula (lado de alta del transformador)
- 3 Pararrayos-autoválvula (lado de baja del transformador)
- 1 transformador 30/132 kV, 40 MVA con regulación en carga
- 1 Reactancia de puesta a tierra
- 1 Resistencia de puesta a tierra

3.1.3 Posiciones del parque de 30 kV

Tipo: Celdas de interior blindadas con aislamiento integral en SF₆ (hexafluoruro de azufre).

Esquema: Simple barra (existen dos barras).

Propiedad: Cliente

Alcance: 2 Posiciones de barra de 30 kV independientes, compuestas individualmente por:

3 posiciones de salida de línea

1 posiciones de protección de secundario de transformador

1 posiciones de servicios auxiliares

Las posiciones de 30 kV tienen la misma configuración para ambos clientes y cuentan con las siguientes características:

3.1.3.1 Posiciones de salida de línea

Las celdas de salida de línea de 30 kV estarán constituidas individualmente por:

- 1 Interruptor tripolar automático con mando motorizado
- 1 seccionador tripolar de tres posiciones (abierto-cerrado-p.a.t)
- 1 juego de barras tripolares
- 3 transformadores de intensidad

3.1.3.2 Posiciones de protección del secundario de transformación

Las celdas de protección del secundario de transformación estarán constituidas individualmente por:

- 1 Interruptor tripolar automático con mando motorizado
- 1 seccionador tripolar de tres posiciones (abierto-cerrado-p.a.t)
- 1 juego de barras tripolares
- 3 transformadores de intensidad

3.1.3.3 Posiciones de servicios auxiliares

Las celdas de los transformadores de servicios auxiliares estarán compuestas individualmente por:

- 1 interruptor-seccionador de tres posiciones (abierto-cerrado-p.a.t)
- 3 fusibles de acción combinada con el interruptor de apertura tripolar
- 1 juego de barras tripolares

3.1.4 Sistema de control y protecciones

3.1.4.1 Zona de compañía

Se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección (SICP). El sistema incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación, incluidos los Servicios Auxiliares, tanto de corriente continua como de corriente alterna. El parque perteneciente a la zona de la compañía (en el caso que ocupa, Endesa), será telemandada desde el Centro de Control de Endesa y dispondrá de edificio propio en su parcela para alojar las instalaciones de control y protección.

3.1.4.2 Zona de generadores

Se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección (SICP) para cada generador, ambos con las mismas características. El sistema incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación, incluidos los Servicios Auxiliares, tanto de corriente continua como de corriente alterna.

3.1.5 Sistemas de medida

La medida para facturación se realizará en la red de 132 kV y estará compuesto por un punto de medida principal. Será instalado en la zona del generador conforme al reglamento de puntos de medida (RPM), según RD 1110/2007, de 24 de agosto. Cada generador dispondrá de su propio sistema de medida, ambos con las mismas características, esto es, contadores-registradores comprobantes de energía activa-reactiva ubicados en armario tipo “autosoportable” o tipo “mural” en la sala de control del edificio de la subestación.

3.1.6 Sistema de servicios auxiliares

Cada uno de los clientes (en adelante generadores), dispondrá de un sistema de servicios auxiliares independiente formados por:

- 1 Transformador de relación 30/0.4 kV de 50 kVA
- 1 Cuadro General de Corriente Alterna (CGCA)
- 1 Rectificador batería de 125 V_{cc}, 172 Ah
- 1 Cuadro General de Corriente Continua (CGCC)

La alimentación del transformador de servicios auxiliares se realizará desde cada parque de 30 kV de la propia subestación, respaldado por un sistema de baterías.

3.1.7 Sistema de puesta a tierra

Para conseguir niveles admisibles de las tensiones de paso y de contacto, se ha diseñado una red de tierras inferiores, formada por cable de cobre desnudo de 120 mm² de sección, enterrada en el terreno a 0.8 metros de profundidad, formando retículas de aproximadamente 5x5 metros que se extiende por todas las zonas ocupadas por las instalaciones. Esta red de tierras debería de adaptarse a las cimentaciones, evitando ser instalada en lugares donde puedan interferir con estas. En este trabajo se ha diseñado de forma teórica al no considerar las cimentaciones (no son objeto del presente proyecto).

Todos los elementos metálicos de la subestación deberán estar unidos a dicha malla de tierras enterrada, mediante un bucle que permitirá un doble camino para la corriente de descarga.

Se conectarán a la red de tierras todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que puedan estarlo como consecuencia de averías, accidentes, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas.

Se conectarán directamente a tierra, sin uniones desmontables, intermedias, los siguientes elementos, que se consideran puestas a tierra de servicio:

- Neutros de los transformadores de potencia y transformadores de medida
- Elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra
- Tomas de tierra de los pararrayos

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcassas de la aparamenta mediante tornillos y grapas especiales de aleación de bronce, que permitan no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas de

alto poder de fusión, para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.

También se ha diseñado un sistema de tierras aéreas para captar las descargas atmosféricas y conducir las a la malla enterrada para que sean disipadas a tierra, protegiéndose de esta manera tanto a las personas como a los equipos de la subestación, permitiendo la continuidad de los servicios.

El sistema de tierras superiores de la subestación consistirá en instalar 13 puntas Franklin sobre columnas. Estos elementos estarán unidos a la malla de tierras de la instalación a través de la estructura metálica que los soporta, garantizando una unión eléctrica suficiente con la malla.

3.1.8 Sistema de telecomunicaciones

La telecomunicación se realizará mediante fibra óptica de plástico.

3.1.9 Instalaciones auxiliares

Las instalaciones auxiliares que se nombran a continuación no han sido objeto de estudio para este proyecto, sin embargo, es necesario indicar las instalaciones auxiliares más comunes que se pueden encontrar en una subestación. Estas son:

- Sistema de seguridad, formado por protección contra incendios y antiintrusismo
- Climatización
- Alumbrado y fuerza
- Ventilación

3.2 Características generales de diseño

Las características generales de diseño de los diversos componentes que integrarán las distintas posiciones de la subestación y que cumplen con la normativa vigente son las mostradas en la siguiente tabla para ambos niveles de tensión:

Parámetro	Pos. 132 kV	Pos. 30 kV
Tensión nominal (kV ef.)	132	30
Tensión más elevada para el material (kV ef.)	145	36
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cr.)	650	170
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	275	70

Frecuencia nominal (Hz)	50	50
Conexión del neutro 30/132 kV	Rígido a tierra	Resistencia Limitante a tierra
Línea mínima fuga aisladores (mm)	3625	900
Intensidad máxima de defecto trifásico (kA)	31.5	25
Duración del defecto trifásico (s)	1	1.5

Tabla 3-1. Características generales de diseño lado 132 kV y lado de 30 kV

En el siguiente apartado se procederá a justificar los distintos criterios que dan lugar a los valores mostrados en la tabla.

3.3 Justificación de los parámetros de diseño

A continuación, se procede a la justificación de los parámetros que serán necesarios para el correcto dimensionamiento de la subestación, así como de los equipos que la componen.

3.3.1 Coordinación de aislamiento

Se define la coordinación de aislamiento como la selección de la tensión soportada normalizada de los equipos teniendo en cuenta las sobretensiones que pueden aparecer, así como los medios de protección que se pueden instalar y las condiciones ambientales de la zona para obtener un riesgo de fallo aceptable.

La ITC-RAT 12 establece los niveles de aislamiento nominales, clasificándolos en 3 grupos:

- Grupo A. Tensión más elevada del material mayor que 1 kV y menor o igual de 36 kV.
- Grupo B. Tensión más elevada del material mayor que 36 kV y menor o igual de 245 kV.
- Grupo C. Tensión más elevada del material mayor de 245 kV.

Para cada grupo se especifican los niveles de aislamiento nominales asociados a los valores normalizados de la tensión más elevada del material (especificada en la ITC-RAT 04). Por tanto, para los grupos A y B, que son los niveles de tensión tratados en el presente proyecto, se tiene:

Nivel de tensión	Pos. 132 kV	Pos. 30 kV
Tensión más elevada para el material (kV ef.)	145	36
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cr.)	650	170
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	275	70

Tabla 3-2. Niveles de aislamiento lado 132 kV y lado 30 kV

La selección de los pararrayos-autoválvulas deberá realizarse de modo que no se supere en ningún elemento del parque los niveles de tensión soportado a impulsos tipo rayo. Aplicando un margen de seguridad superior a 1.2, la tensión residual que deben garantizar los pararrayos es:

Tensión residual máxima ante descargas del pararrayo Coeficiente Seguridad > 1.2	
Posición de 132 kV	540 kV cresta
Posición de 30 kV	140 kV cresta

Tabla 3-3. Tensión residual máxima ante descarga del PA

En el documento 15. *Anexo D: Protección contra sobretensiones* se detalla el criterio y cálculo para la selección de las autoválvulas y los pararrayos.

La elección de la línea de fuga mínima de los aisladores, se basará en la NRZ104 que, teniendo un nivel de polución III (nivel fuerte) a menos de 1000 metros de altitud y sin encontrarse en ambiente salino ni de polución industrial, recomienda 25 mm/kV para la tensión más elevada del material. Por tanto:

Línea de fuga mínima de los aisladores	
Posición de 132 kV	3625 mm
Posición de 30 kV	900 mm

Tabla 3-4. Línea de fuga mínima de aisladores de 132 kV y 30 kV

3.3.2 Intensidad nominal de la aparamenta

3.3.2.1 Lado de 132 kV

La intensidad nominal del primario del transformador es:

$$I_N^{132kV} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 174.95 \text{ A}$$

Siendo,

S_N , la potencia nominal del transformador en VA

V_n , la tensión nominal del lado de alta del transformador en V

La aparamenta deberá estar diseñada para intensidades nominales superiores a la primaria del transformador. Se tomarán los siguientes valores:

Interruptores 132 kV	1250 A
Seccionadores 132 kV	1250 A
Interruptor del módulo híbrido	2000 A
Seccionadores del módulo híbrido	2000 A

Tabla 3-5. Intensidades nominales de la aparamenta de 132 kV

Los fabricantes de módulos híbridos poseen una serie de productos predeterminados. En casos especiales se podría exigir que se instalasen interruptores y seccionadores de 1250 A, lo cual incrementaría el coste del producto (y, por tanto, de la instalación), por ello, se ha escogido aquel valor mínimo que cumpla con las condiciones de diseño y que se encuentra en los catálogos de los fabricantes.

Transformadores de intensidad

Para definir correctamente un transformador de intensidad es necesario asignar de acuerdo a las condiciones de diseño una corriente primaria, una secundaria, potencia de precisión, clase de precisión y un factor límite de precisión. Para esta subestación se escogerá la siguiente configuración:

La intensidad nominal secundaria será de 5 A, compatible con la de los equipos de medida y relés a conectar. La intensidad nominal primaria, estará definida en función de la intensidad nominal del primario del transformador a la cual se le aplicará un margen del 40% para contemplar la posible sobrecarga del transformador. De acuerdo a este criterio, la intensidad primaria mínima debe ser:

Intensidad nominal primario de transformador (132 kV)	Margen de seguridad	Intensidad primaria mínima para el TI
174.95 A	40 %	244.93 A

Tabla 3-6. Intensidad primaria mínima TI de 132 kV

Teniendo en cuenta el presente límite, entre las opciones que ofrecen los fabricantes se opta por la siguiente relación:

Relación de transformación ofrecida por fabricante	400-800/5-5-5-5 A
Relación de transformación empleada en los TI de 132 kV	800/5-5-5-5 A

Tabla 3-7. Relación de transformación del TI de 132 kV

El factor límite de precisión (FLP) se define como la relación entre la intensidad límite de precisión asignada y la intensidad primaria asignada. Esta, deberá garantizar el correcto funcionamiento de los

transformadores para los valores máximos de cortocircuito esperables. Se adopta un valor de diseño de 30, por lo que, la intensidad de cortocircuito trifásico deberá estar por debajo de 24 kA. Estos valores se esquematizan en la siguiente tabla:

Valor de diseño del FLP	Intensidad primaria TI escogido	Límite de intensidad de cortocircuito	Cortocircuito trifásico (132 kV)
30	800 A	24 kA	19.914 kA

Tabla 3-8. Factor límite de precisión del TI de 132 kV

La corriente de cortocircuito trifásico en 132 kV es de 19.914 kA (apartado 2.3), estando por debajo de los 24 kA obtenidos, por tanto, los transformadores de intensidad escogidos se consideran adecuados.

A modo de ejemplo, escogiendo uno de los secundarios de protección del transformador de intensidad de uno de los generadores en la posición de transformación, se tendría la siguiente designación:

800 / 5 20 VA 5P30: Este transformador de intensidad de relación 800 A / 5 A, cuya función es de protección tal y como indica la letra “P”, para una carga secundaria que consume menos de 20 VA y recorriéndolo una intensidad primaria igual o inferior a $I_{NI} = 800$ A, se garantiza un error inferior al 5% (5P) para una intensidad de cortocircuito de valor máximo $30 \cdot I_{NI} = 24$ kA.

Protección de neutro

La normativa de conexión a Endesa (NRZ104, apartado 5) establece: “En el caso particular de conexión a subestación en entrada salida a línea de AT existente, siempre se aplicará la conexión en estrella y será EDE quien decida la puesta a tierra de este neutro”. En el caso que ocupa el neutro se conectará rígido a tierra en el lado de alta.

3.3.2.2 Lado de 30 kV

La intensidad nominal del secundario del transformador es:

$$I_N^{30kV} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 769.8 \text{ A}$$

Siendo

S_N , la potencia nominal del transformador en VA

V_n , la tensión nominal del lado de media del transformador en V

La aparamenta deberá estar diseñada para intensidades nominales superiores a la primaria del transformador. Se tomarán los siguientes valores:

Interruptores 30 kV	1250 A
Seccionadores 30 kV	1250 A
Embarrado de celdas de media tensión	1250 A

Tabla 3-9. Intensidades nominales de la aparamenta de 30 kV

Por otro lado, a cada posición de línea de las celdas de media tensión llegará una corriente de 256.6 A, correspondiente a un tercio del valor de la intensidad secundaria del transformador (ya que se dispondrán 3 celdas). De este modo, los valores de corriente para los interruptores y seccionadores de las posiciones de línea de las celdas de media tensión escogidos, se recogen en la siguiente tabla:

Interruptores celdas línea 30 kV	630 A
Seccionadores celdas línea 30 kV	630 A

Tabla 3-10. Intensidades nominales de las celdas de protección de línea de 30 kV

Transformadores de intensidad

La intensidad nominal secundaria será de 5 A, compatible con la de los equipos de medida y relés a conectar. La intensidad nominal primaria, estará definida en función de la intensidad nominal del primario del transformador (769.8 A) a la cual se le aplicará un margen del 40% para contemplar la posible sobrecarga del transformador. De acuerdo a este criterio, la intensidad primaria mínima debe ser:

Intensidad nominal secundario de transformador (30 kV)	Margen de seguridad	Intensidad primaria mínima para el TI
769.8 A	40 %	1077.72 A

Tabla 3-11. Intensidad primaria mínima TI de 30 kV

Teniendo en cuenta el presente límite, entre las opciones que ofrecen los fabricantes se opta por la siguiente relación:

Relación de transformación ofrecida por fabricante	1000-2000/5-5-5-5 A
Relación de transformación empleada en los TI de 30 kV	2000/5-5-5-5 A

Tabla 3-12. Relación de transformación del TI de 30 kV

El factor límite de precisión (FLP) deberá garantizar el correcto funcionamiento de los transformadores para los valores máximos de cortocircuito esperables. Se adopta un valor de diseño de 20, por lo que, la intensidad de cortocircuito trifásico deberá estar por debajo de 40 kA. Estos valores se esquematizan en la siguiente tabla:

Valor de diseño del FLP	Intensidad primaria TI escogido	Límite de intensidad de cortocircuito	Cortocircuito trifásico (30 kV)
20	2000 A	40 kA	4.953 kA

Tabla 3-13. Factor límite de precisión del TI de 132 kV

La corriente de cortocircuito trifásico en 30 kV es de 4.953 kA (apartado 2.3), estando por debajo de los 40 kA obtenidos, por tanto, los transformadores de intensidad escogidos se consideran adecuados.

Para los transformadores de intensidad de las posiciones de línea de las celdas de media tensión, se sigue el mismo criterio que en los casos anteriores, mayorada también en un 40%:

Intensidad nominal posición de línea (30 kV)	Margen de seguridad	Intensidad primaria mínima para el TI
256.6 A	40 %	359.24 A

Tabla 3-14. . Intensidad primaria mínima TI para celdas de protección de línea de 30 kV

Teniendo en cuenta el presente límite, entre las opciones que ofrecen los fabricantes se opta por la siguiente relación:

Relación de transformación ofrecida por fabricante	300-600/5-5-5-5 A
Relación de transformación empleada en los TI de las posiciones de línea de las celdas de MT (30 kV)	600/5-5-5-5 A

Tabla 3-15. Relación de transformación del TI de 30 kV

Como factor límite de precisión (FLP) se adopta un valor de diseño de 30, por lo que la intensidad de cortocircuito trifásico debe estar por debajo de 18 kA. La aportación a la corriente de cortocircuito de las líneas al tratarse de un parque fotovoltaico puede considerarse similares a las nominales, por tanto, se consideran adecuados los transformadores de intensidad elegidos.

Protección de neutro

El lado de media tensión del transformador tiene una disposición en triángulo debido a la naturaleza del parque del cual evacúa la energía. Los parques fotovoltaicos cuentan con convertidores

electrónicos que convierten la corriente continua generada en las células fotovoltaicas en corriente alterna, lo cual inevitablemente genera armónicos. El parque fotovoltaico está dotado con un sistema de filtrado de armónicos, pero por motivos de seguridad se opta por una conexión en triángulo en el secundario, que tiene la ventaja de limitar estos armónicos de modo que no puedan llegar a la red. Por tanto y ante esta condición de contorno se elige como solución la creación de un neutro ficticio en el secundario y la posterior conexión a tierra. Se empleará un transformador zig-zag para la creación del neutro, de relación adecuada. Esta es una solución estándar y ampliamente empleada en transformadores de neutro no accesible.

Además, el neutro contará con un transformador de intensidad cuyas características son 300/5 A y una resistencia de puesta a tierra limitante de 57.74 ohmios que limite la corriente a 300 A.

El factor límite de precisión (FLP) deberá garantizar el correcto funcionamiento del transformador para los valores máximos de defectos a tierra esperables. Se adopta un valor de diseño de 20, por lo que la intensidad de defecto homopolar deberá estar por debajo de 6 kA. En este proyecto no se ha estudiado la corriente homopolar en el lado de media, que para ser calculada tendría que analizarse diversos factores como puede ser las conexiones de los transformadores situados en el parque fotovoltaico. Por tanto, se considerará que en ningún caso superará los 6 kA y por tanto el transformador de intensidad elegido se considera adecuado.

3.3.3 Intensidades de cortocircuito

Los valores se reflejan en el apartado “2.3 Datos de cortocircuito”. A continuación, se detallarán las condiciones de cortocircuito que deben soportar los equipos.

3.3.3.1 Lado de 132 kV

El valor de corriente de cortocircuito soportado por los equipos debe ser superior al valor de corriente de cortocircuito existente en la instalación que se ha considerado de valor 19.914 kA.

El tiempo de despeje de falta máximo previsto es de 0.5 s.

En base a estas consideraciones se tomará para la aparamenta un valor de corriente de cortocircuito máximo soportado de 31.5 kA para 1 s.

3.3.3.2 Lado de 30 kV

El valor de corriente de cortocircuito soportado por los equipos debe ser superior al valor de corriente de cortocircuito existente en la instalación que se ha considerado de valor 9.907 kA.

El tiempo de despeje de falta máximo previsto es de 0.5 s.

En base a estas consideraciones se tomará para la aparamenta un valor de corriente de cortocircuito máximo soportado de 25 kA para 1-3 s.

3.3.4 Campos electromagnéticos

En el apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 y el apartado 3.15 de la ITC-RAT 15 se indica que en el diseño de las instalaciones se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de las instalaciones de alta tensión, los campos electromagnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz, en los distintos elementos de las instalaciones.

En el documento *16. Anexo E: Cálculo de campos electromagnéticos* se ha procedido a calcular los valores de campo magnético que se producen en las zonas exteriores a la subestación con el fin de garantizar que no se sobrepasan los valores máximos permitidos con las disposiciones de elementos proyectadas. En el anexo se demuestra que los campos electromagnéticos generados no sobrepasan los valores impuestos según la normativa vigente.

Se remarca que se precisaba de un programa con cierta potencia de cálculo para realizar este anexo. Para este trabajo se ha empleado la herramienta Matlab.

3.4 Disposición general de las instalaciones

Para cerrar el bloque 3: Alcance de las instalaciones, se resumirá la disposición general que deberá poseer la subestación diseñada. Para ello se explicará su disposición física, las estructuras y soportes metálicos que la componen y las distancias que han de mantenerse en el recinto que ocupa la subestación.

3.4.1 Disposición física

El recinto de la subestación dispondrá de un parque de intemperie, dividido en dos parcelas. Una perteneciente a la distribuidora que, en el caso que ocupa se ha considerado EDE y otra parcela perteneciente a los dos generadores o clientes. Ambas parcelas se encuentran separadas por una valla de altura 2 metros, formada por un enrejado cuya cuadrícula no superará los 50x50 mm.

En el parque de intemperie de la distribuidora se encuentran las posiciones de línea, barras y evacuación, y pertenecerán a la compañía. Además, se ha proyectado la construcción de un edificio que albergará los sistemas de control pertenecientes a la compañía.

En el parque de intemperie de los generadores encontramos las posiciones de transformación, con un transformador de potencia de 30/132 kV, 40 MVA de servicio continuo, intemperie y el cual cuenta con un depósito de recogida de aceite (uno para cada transformador). En el parque de los generadores también se encontrará el edificio que alberga la sala de control, celdas y transformador de servicios auxiliares. Todos los elementos irán duplicados, realizándose una división en el mismo edificio con el fin de identificar unívocamente la parte perteneciente a cada cliente.

Los edificios a construir serán realizados a partir de muros portantes de fábrica de ladrillo, contando con las puertas necesarias para el acceso a las dependencias, así como rejillas de ventilación.

Las celdas de 30 kV se encontrarán en dicho edificio. El edificio contará con dos aseos para cada zona de generador.

La disposición general de los elementos se puede observar en los planos, 2: *Planta general eléctrica* y 3: *Alzados generales parque 132 kV*.

3.4.2 Estructuras y soportes metálicos

Para los soportes de la aparamenta se utilizarán estructuras metálicas formadas por perfiles de fabricación normalizada en este país, con acero S275-JR según norma UNE-EN 10025, exigiéndole la calidad soldable y llevarán una protección de superficie galvanizada ejecutada de acuerdo a la norma UNE-EN ISO 1461. La masa de recubrimiento en zinc no será inferior a 0.55 Kg/m² de superficie galvanizada.

Las estructuras estarán diseñadas para admitir:

- Peso propio
- Cargas estáticas transmitidas por los aparatos
- Cargas dinámicas transmitidas por la aparamenta de maniobra
- Acción de un viento de 120 Km/h de velocidad actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide
- Acciones sísmicas

En general todos los elementos sometidos a las acciones anteriormente citadas estarán dimensionados para no sobrepasar los 2600 Kg/cm².

Se evitará efectuar barrenos o soldaduras en obra; cuando resultase imprescindible, se cepillarán inmediatamente, se limpiarán y se aplicará pintura galvanica de alto contenido en zinc.

Toda la tornillería empleada en la unión de los soportes será de acero galvanizado. En la unión de los soportes con los aparatos se empleará tornillería en acero inoxidable.

En este apartado se ha tratado de explicar de forma general las características que han de tener las estructuras y los soportes metálicos en cualquier subestación. No obstante, el cálculo de las diferentes estructuras metálicas no se ha considerado objeto de este trabajo.

3.4.3 Distancias

Los diferentes elementos en tensión deben guardar una distancia mínima de seguridad entre ellos y a tierra de manera que se garantice la seguridad. La ITC-RAT 12 establece unos valores mínimos que hay que mantener.

En el documento *13. Anexo B: Cálculo de distancias* se detallan los diferentes valores de distancias considerados:

- Entre fases
- Entre fase y tierra
- Pasillos
- Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto de la instalación
- Zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación

4 POSICIONES DE 132 kV

4.1 Características generales de los componentes

Característica	132 kV
Esquema	Simple barra
Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada para el material	145 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Tensión soportada f.i	275 kV eficaces
Tensión soportada tipo rayo	650 kV cresta
Línea de fuga mínima intemperie	3625 mm
Corriente en servicio continuo S/línea y transformador	1250 A
Corriente admisible corta duración (1 seg)	31.5 kA
Intensidad límite térmica	31.5 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración	80 kA
Tensión S.A c.a	400/220 V
Tensión S.A. c.c. protecciones	125 V
Tensión S.A. c.c. control	125 V

Tabla 4-1. Características generales de los componentes 132 kV

4.2 Características de diseño de los componentes

4.2.1 Módulos híbridos

Un módulo híbrido es un equipo compacto que combina aislamiento en SF₆ con componentes aislados en aire. Muestra de ello es el propio nombre: “híbrido”. Es una alternativa a los diseños convencionales (AIS: Air insulated substations y GIS: Gas insulated substation), que ofrece compacidad, con un consecuente ahorro de espacio y coste, además de una reducción de las influencias de la exposición al medio ambiente. El motivo por el cual se elige integrarlas en este proyecto es doble:

- En primer lugar, la conexión a una red de EDE exige la instalación de este tipo de módulos.
- En segundo lugar, al coexistir en el diseño del parque con apartamentas convencional al aire, se ofrecerá al lector un entendimiento y comparativa de ambas opciones.

El abanico de módulos híbridos en el mercado es muy amplio ofreciendo alternativas muy variadas: elementos unipolares o tripolares, transformadores de tensión, de intensidad etc.

La composición de los módulos híbridos elegidos es la siguiente:

Módulo de salida de línea aérea

- 1 seccionador de barras con accionamiento tripolar eléctrico
- 1 seccionador de puesta a tierra, con accionamiento tripolar eléctrico o manual
- 1 interruptor automático con accionamiento tripolar
- 12 transformadores de intensidad toroidales relación apropiada para contaje, medida o protección
- 1 seccionador de salida con accionamiento tripolar eléctrico
- 1 seccionador de puesta a tierra con accionamiento tripolar eléctrico de cierre brusco
- 6 aisladores pasatapas tipo SF₆-aire para conexión a línea y barras.

Módulo de evacuación

- 1 seccionador de barras con accionamiento tripolar eléctrico
- 1 seccionador de puesta a tierra con accionamiento tripolar eléctrico o manual
- 1 interruptor automático con accionamiento tripolar
- 12 transformadores de intensidad toroidales relación apropiada para contaje, medida o protección
- 1 seccionador de salida con accionamiento tripolar eléctrico
- 1 seccionador de puesta a tierra con accionamiento tripolar eléctrico de cierre brusco
- 6 aisladores pasatapas tipo SF₆-aire para conexión a transformador y barras.

Las características asignadas comunes a ambos módulos se resumen en la siguiente tabla:

Esquema	Simple barra
Tensión nominal de la red	132 kV
Tensión más elevada para el material	145 kV
Tensión soportada de corta duración a f.i	275 kV eficaces
Tensión soportada a impulsos tipo rayo	650 kV cresta
Frecuencia	50 Hz
Corriente en servicio continuo	2000 A
Corriente admisible de corta duración (1s)	31.5 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración	80 kA
Línea de fuga mínima	3625 mm

Tabla 4-2. Características generales de los componentes del módulo híbrido

A partir de las características asignadas comunes estableceremos las de los distintos elementos. Las características asignadas a los interruptores automáticos se resumen en la siguiente tabla:

Tensión más elevada para el material	145 kV
Tipo de fluido para aislamiento y corte	SF ₆
Corriente en servicio continuo	2000 A
Corriente admisible de corta duración (1 s)	31.5 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración (Límite dinámico)	80 kA
Secuencia de maniobra	O-0.3s-CO-1min-CO
Tiempo de apertura	< 50 ms
Tiempo de cierre	< 150 ms
Tiempo de cierre-apertura	< 150 ms
Tensión auxiliar de alimentación del motor	125 +10%-15% Vcc
Tensión auxiliar bobinas de apertura	125 + 10% - 30% Vcc
Tensión auxiliar bobinas de cierre	125 + 10% - 15% Vcc

Tabla 4-3. Características generales de los interruptores automáticos para los módulos híbridos

Las características asignadas de los transformadores de intensidad se resumen en la siguiente tabla:

Tensión más elevada para el material	145 kV	
Tipo	Toroidal	
Relación de transformación módulo transformador	400-800/5-5-5 A.	
Potencias de precisión y clases de precisión:	1 ^{er} Núcleo (Facturación)	20 VA, Cl 0.2s
	2 ^o Núcleo (Medida)	30 VA, Cl 0.5
	3 ^o Núcleo (Protección)	30 VA, Cl 5P30
	4 ^o Núcleo (Protección)	30 VA, Cl 5P30

Tabla 4-4. Características generales de los TI para los módulos híbridos

Las características asignadas de los seccionadores se resumen en la siguiente tabla:

Tensión más elevada para el material	145 kV	
Tensión soportada a f.i	Fase-Tierra	275 kV ef.
	Sobre distancia de seccionamiento	315 kV ef.
Corriente en servicio continuo	2000 A	
Tensión soportada tipo rayo	Fase-Tierra	650 kV cr.
	Sobre distancia de seccionamiento	750 kV cr.
Accionamiento cuchillas principales	Motorizado	
Accionamiento cuchillas de puesta a tierra	Manual	
Poder de cierre seccionador de puesta a tierra (cierre brusco)	80 kA	
Tensión auxiliar de alimentación del motor y accionamiento	125 + 10% -15% Vcc	

Tabla 4-5. Características generales de los seccionadores para los módulos híbridos

Las características asignadas de los aisladores pasatapas (bushing) se resumen en la siguiente tabla:

Tipo	SF ₆ -Aire
Aislamiento	Polimérico de goma
Tensión más elevada para el material	145 kV
Tensión soportada de corta duración a f.i	275 kV eficaces
Tensión soportada a impulsos tipo rayo	650 kV
Línea de fuga mínima	3625 mm
Esfuerzo de tracción admisible	1000 N

Tabla 4-6. Características generales de los aisladores-pasatapas para los módulos híbridos

A continuación, se procede a resumir las características de las que debe estar provisto el armario de control del módulo híbrido y los enclavamientos.

Armarios de control y mando

Cada módulo contará con un armario en el cual se ubicarán los elementos de control, mando y medida necesarios, que como mínimo serán los indicados a continuación:

- Dispositivos electromecánicos de posición y mando de la aparamenta de
- Indicadores relativos a la medida de parámetros
- Indicadores relativos al sistema de acumulación de energía
- Indicadores relativos al estado del gas SF₆
- Magnetotérmicos o guardamotors de protección de los accionamientos del interruptor y de los seccionadores
- Relés y otros elementos auxiliares necesarios para conseguir las funciones requeridas de control y enclavamientos
- Conmutador local/remoto para la elección del control desde campo o desde la sala de control

Enclavamientos

Los módulos estarán dotados de los enclavamientos entre interruptor, seccionadores de barras y seccionadores de puesta a tierra, necesarios para garantizar la seguridad del personal y del propio material, imposibilitando falsas maniobras, tanto si son efectuadas con accionamiento eléctrico como mecánico. Por ejemplo, si un seccionador está conectado a tierra, mientras éste persista en tierra, no se podrá conectar en su toma principal.

Por último, para definir completamente los módulos híbridos que se emplearán en esta subestación, se resumirán las características constructivas que deben poseer los mismos.

De forma general, la envolvente deberá ser metálica, diamagnética y deberá presentar una rigidez mecánica tal que asegure el perfecto funcionamiento de todas las partes móviles situadas en su interior.

La envolvente deberá soportar el vacío en el proceso de llenado de gas.

Todas las superficies exteriores de la envolvente deberán estar protegidas contra los agentes externos, de forma que se garantice una eficaz protección anticorrosiva.

Toda la tornillería, los resortes y elementos auxiliares serán de materiales no oxidables de acuerdo con lo indicado en la norma UNE 37507.

Los elementos metálicos en contacto entre sí, deberán ser de naturaleza tal que no se produzca corrosión, debido al par galvánico que pueda aparecer en presencia de humedad.

En cuanto al dieléctrico empleado como medio de aislamiento y extinción, será hexafluoruro de azufre (SF_6), con una presión superior a la atmosférica. Las prescripciones para el hexafluoruro de azufre nuevo, son las indicadas en la norma UNE 21339.

El control de la presión del gas será realizado mediante manómetros, los cuales dispondrán de una indicación local de la presión y un juego de dos contactos de alarma por baja presión y uno por alta presión de gas. Las indicaciones estarán corregidas por la temperatura del gas, siendo su respuesta función de la densidad.

Todos los elementos constitutivos de la envolvente deberán estar conectados a tierra. Todas las partes metálicas previstas para esta puesta a tierra y que no forman parte de un circuito principal o auxiliar deberán conectarse a tierra.

La estanqueidad de los compartimentos está garantizada.

Ante la posibilidad de que se produzca un cortocircuito en el interior de la envolvente del gas, que conduzca a la destrucción del compartimento de la celda, se adoptarán las condiciones constructivas necesarias para garantizar la seguridad de las personas que puedan encontrarse en su proximidad.

Cada uno de los compartimentos que componen la celda estarán equipados de una placa de seguridad que, en caso de producirse un arco interno, facilite la salida de los gases producidos mediante su apertura. Dicha placa, estará ubicada y diseñada de tal forma que la protección de los citados gases no pueda incidir sobre el operador ni dañar los cables de alta tensión.

El módulo híbrido dispondrá de los elementos necesarios para absorber las dilataciones que puedan producirse en el mismo.

En el plano 4: *Módulo Híbrido. Marca ABB*, se representa el módulo seleccionado para esta subestación.

4.2.2 Transformadores de tensión inductivos

Los transformadores de tensión inductivos de intemperie, situados en la posición de línea (se instalarán tres por línea), al principio del módulo híbrido de línea, y en la posición de barras (donde se instalará uno) tendrán las siguientes características:

Instalación	Intemperie
Tipo	Inductivo
Conexión	Fase-Tierra
Tensión máxima asignada	145 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Tensión soportada f.i	275 kV
Tensión soportada tipo rayo	650 kV

Factor de tensión	1.2 continuo, 1.5 durante 30 s	
Relación de transformación	$132 : \sqrt{3} / 0.11 : \sqrt{3} - 0.11 : \sqrt{3} - 0.11 : \sqrt{3}$ kV	
Potencias de precisión y clases de precisión:	1 ^{er} Núcleo (Facturación)	25 VA, Cl 0.2
	2 ^o Núcleo (Protección)	25 VA, Cl 0.5 - 3P
	3 ^o Núcleo (Protección)	25 VA, Cl 0.5 - 3P
Aislamiento Externo	Polimérico	
Aislamiento Interno	Papel de aceite	

Tabla 4-7. Características generales de los TT de 132 kV en posición de línea

En el plano 5: *Transformador de tensión inductivo* se observan los detalles del transformador de tensión inductivo elegido, donde se representa la configuración de conexión al embarrado siendo extrapolable a la línea.

4.2.3 Autoválvulas

Las autoválvula elegidas, cuyo cálculo se justifica en el documento 15. *Anexo D: Protección frente a sobretensiones*, responde a las siguientes características:

Instalación	Intemperie
Tipo	ZnO
Conexión	Fase-Tierra
Tensión máxima asignada	145 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Tensión asignada	120 kV
Tensión de servicio continuo	92 kV
Contador de descarga	Incluido (en cada fase)
Aislamiento externo	Polímero-Goma

Tabla 4-8. Características generales de las autoválvulas 132 kV en posición de línea

En el plano 6: *Autoválvulas 132 kV* se pueden observar los detalles de la autoválvula elegida para el nivel de tensión de 132 kV.

4.2.4 Barra general de 132 kV

Los detalles del cálculo del embarrado de 132 kV se detalla en el documento 14. *Anexo C: Cálculos eléctricos de cables y embarrado*. A continuación, se resumen las características principales del mismo:

Conductor	Tubo aluminio
Diámetro exterior/interior	120/100 mm
Densidad máxima de corriente	1.61 A/mm ²
Espesor	10 mm
Sección	3455.75 mm ²

Tabla 4-9. Características eléctricas del embarrado de 132 kV

Las características mecánicas son:

Momento de inercia	527 cm ⁴
Momento resistente	87.83 cm ³
Módulo de Young	70000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo	1600 kg/cm ²

Tabla 4-10. Características mecánicas del embarrado de 132 kV

En el plano 7: *Aisladores y montaje pórtico de barras de 132 kV* se muestra el montaje del embarrado de 132 kV con los aisladores de apoyo (tipo C6-650 como se demuestra en el anexo referido al comienzo del apartado) de barras para un conductor de tubo de aluminio 120/100 mm. Los detalles de los aisladores se muestran en la siguiente tabla:

Línea de fuga mínima (nivel polución III)	3625 mm
Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Tensión soportada impulso tipo rayo	650 kV cresta
Tensión soportada a f.i	275 kV eficaces

Tabla 4-11. Características de los aisladores de apoyo de embarrado

Los datos mecánicos se reflejan en la siguiente tabla:

Mínima carga de rotura a flexión	6000 N
Mínima carga de rotura a torsión	3000 N

Tabla 4-12. Datos mecánicos de los aisladores de apoyo de embarrado

4.2.5 Conductor desnudo

Es importante hacer una puntualización aquí. Estos cables corresponden al lado de alta partiendo del embarrado hacia el transformador. Los cables que lleguen al embarrado por las líneas serán igual que éstas mismas. Para más información consultar el documento *14. Anexo C: Cálculos eléctricos de cables y embarrado*, donde se diseñan los cables y embarrados y se establecen las hipótesis de partida. Las conexiones entre los distintos aparatos se realizarán con conductor de las siguientes características:

Naturaleza del conductor	Aluminio
Denominación nueva	147-Al1/34-ST1A
Denominación antigua	LA 180
Sección real	181.6 mm ²
Diámetro total del cable	17.5 mm
Intensidad admisible (condiciones estándar)	416 A
Número de conductores por fase	1

Tabla 4-13. Características generales del conductor para 132 kV

4.2.6 Aislador de apoyo en el lado de 132 kV

En el lado de alta se dispone de un aislador de apoyo, a la salida del módulo híbrido de la posición de evacuación. Con este aislador se busca aumentar la distancia a tierra, la cual se ve disminuida por la valla que separa la zona de la compañía y de los generadores. El aislador es el C6-650, cuyas características se pueden ver en el apartado “4.2.4 Barra general de 132 kV”.

5 POSICIONES DE TRANSFORMACIÓN

30/132 kV

5.1 Características de diseño de los componentes

5.1.1 Transformador de potencia 30/132 kV, 40 MVA

Para la transformación 30/132 kV se ha previsto el montaje de un transformador de potencia trifásico 30/132 kV, en baño de aceite para instalación en intemperie, de tipo inductivo con las siguientes características:

Tensiones en vacío (kV)	Lado A.T	132 kV \pm 13x1%
	Lado M.T (D)	30 kV
Potencia por arrollamiento (toma de menor tensión)	Lado A.T (ONAF/ ONAN)	40 MVA / 31.5 MVA
	Lado M.T (ONAF/ONAN)	40 MVA / 31.5 MVA
Frecuencia	50 Hz	
Grupo de conexión AT/MT	YNd11	
Regulador de tomas	Lado A.T	Regulador en carga de 27 posiciones
Clase de refrigeración	ONAN/ONAF	
Tensión de cortocircuito 75° en base 40 MVA	16.611 %	

Tabla 5-1. Características generales del transformador de potencia 132/30 kV

El transformador incluirá los siguientes accesorios:

- Depósito de expansión con boca de llenado, dispositivo para vaciado e indicador de nivel magnético con contactos
- Termómetro de esfera con doble contacto y aguja de máxima
- Desecador de aire con carga de silicagel
- Relé Buchholz con contactos
- Válvula de sobrepresión
- Nivel magnético
- Tapón de llenado, dispositivo de vaciado y toma muestras
- Elementos de elevación, arrastre, desencubado y fijación para el transporte
- Ruedas de transporte orientables en las dos direcciones principales
- Bornas para conexión a tierra
- Placa de características de acero inoxidable

En el plano 9.1: *Transformador de potencia 30/132 kV* se observan los detalles del transformador de potencia elegido. Además, en el plano 9.2: *Simbología transformador de potencia AB* se detallan todos los accesorios y su referencia. Aprovechamos para explicar por qué se ha decidido incorporar el conector pfisterer en este proyecto, que cada vez se está imponiendo más en la actualidad. La gran ventaja que presenta este tipo de conectores es que permite una evacuación en media con cables directamente aislados, es decir no existe ningún punto “al aire”. De no disponer de este tipo de conector, la salida sería de conductores desnudos y haría falta otro embarrado de media de los que derivarían los conductores aislados hasta pasar a la canalización (ya aislados). Esto como se deduce, requiere de dos pasos. Además, los embarrados de media producen más interrupciones ya que las distancias son menores con lo que es más fácil que un roedor o un ave provoque un corto en barras. Gracias a este tipo de conector se evitan todos estos problemas, con el inconveniente de que deben ser manipulados por operarios especializados y que el precio aún es un poco elevado. En el plano 9.1: *Transformador de potencia 30/132 kV* se puede apreciar perfectamente su conexión y ubicación (en las bornas de media del transformador).

El lado de alta del transformador (en estrella), llevará una conexión rígida a tierra. Para ello se necesita además un soporte para el conductor. Se detalla en el plano 10: *Aislador de apoyo neutro del transformador lado de alta*.

Como ya se comentó, el secundario tendrá una configuración en triángulo, con lo cual es necesaria la creación de un neutro ficticio y la posterior puesta a tierra mediante una resistencia. Normalmente se ofrecen unos valores estándares en función de la corriente homopolar, las dimensiones del parque y el nivel de tensión para esta resistencia. En este caso se ha elegido un conjunto que definiremos a continuación, basándonos en subestaciones con configuraciones “estándares”. También mencionar que en la “jerga” de las subestaciones al transformador zig-zag que crea el neutro ficticio se le denomina directamente como “reactancia”, pudiéndose encontrar en planos y referencias. En este documento se usarán indistintamente ambas.

5.1.2 Sistema Reactancia-Resistencia de puesta a tierra

Tendrá las siguientes características:

Instalación		Intemperie	
Tensión nominal de la red		30 kV	
Tensión asignada de la reactancia		36 kV	
Intensidad de defecto asignada		300 A	
Intensidad permanente asignada		25 A	
Impedancia homopolar por fase de la resistencia		57.74 Ω – 10 segundos	
Conexión de los arrollamientos de la reactancia		Zig-Zag	
Refrigeración de la reactancia		ONAN	
TI asociado (neutro)		Relación de transformación	300/5 A
		Clase de precisión	30 VA CI 5P20

Tabla 5-2. Características generales sistema de reactancia-resistencia de p.a.t en 30 kV

En el plano 11: *Sistema de reactancia y resistencia de p.a.t* se observa ver el detalle de esta puesta a tierra.

5.1.3 Autoválvulas 132 kV

Las autoválvula elegidas, cuyo cálculo se justifica en el documento 15 Anexo D: *Protección frente a sobretensiones*, responden a las siguientes características:

Instalación	Intemperie
Tipo	ZnO
Conexión	Fase-Tierra
Tensión máxima asignada	145 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Tensión asignada	120 kV
Tensión de servicio continuo	92 kV
Contador de descarga	Incluido (en cada fase)
Aislamiento externo	Polímero-Goma

Tabla 5-3. Características generales autoválvulas 132 kV

En el plano 12: *Autoválvulas 132 kV y aislador de apoyo* se observan los detalles de la autoválvula elegida para el nivel de tensión de 132 kV. El montaje no es el mismo que en las posiciones de 132 kV puesto que esta incluye un aislador soporte ya que el montaje debe aguantar los esfuerzos de tendido y de cortocircuito que la autoválvula por sí sola no aguantaría. Por ello, favoreciendo tanto la seguridad como la entrada del conductor al transformador se dispone esta configuración.

5.1.4 Autoválvulas 30 kV

Las autoválvula elegidas para 30 kV, cuyo cálculo se justifica en el documento 15 Anexo D: *Protección frente a sobretensiones*, responde a las siguientes características:

Instalación	Intemperie
Tipo	ZnO
Conexión	Fase-Tierra
Tensión máxima asignada	36 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Tensión asignada	48 kV
Tensión de servicio continuo	39 kV

Tabla 5-4. Características generales autoválvulas 30 kV

5.1.5 Transformadores de tensión inductivos 132 kV

Se instalarán 3 transformadores de tensión inductivos (por posición). Los transformadores de tensión inductivos de intemperie, situados en la posición de transformación (zona de generador), tendrán las siguientes características:

Instalación	Intemperie	
Tipo	Inductivo	
Conexión	Fase-Tierra	
Tensión máxima asignada	145 kV	
Frecuencia nominal	50 Hz	
Tensión soportada f.i	275 kV	
Tensión soportada tipo rayo	650 kV	
Factor de tensión	1.2 continuo, 1.5 durante 30 s	
Relación de transformación	$132 : \sqrt{3} / 0.11 : \sqrt{3} - 0.11 : \sqrt{3} - 0.11 : \sqrt{3}$ kV	
Potencias de precisión y clases de precisión:	1 ^{er} Núcleo (Medida)	25 VA, Cl 0.2
	2 ^o Núcleo (Protección)	25 VA, Cl 0.5 - 3P
	3 ^o Núcleo (Protección)	25 VA, Cl 0.5 - 3P
Aislamiento Externo	Polimérico	
Aislamiento Interno	Papel de aceite	

Tabla 5-5. Características generales de los TT de 132 kV posición de transformación

En el plano 5: *Transformador de tensión inductivo* se observan los detalles del transformador de tensión inductivo elegido, donde se representa la configuración de conexión al embarrado siendo extrapolable a la línea.

5.1.6 Transformadores de intensidad 132 kV

Se instalarán 3 transformadores de intensidad (por posición) en la posición de transformador (zona de generador), cuyas características se reflejan en la siguiente tabla:

Tensión más elevada para el material	145 kV	
Relación de transformación	400-800/5-5-5-5 A.	
Potencias de precisión y clases de precisión:	1 ^{er} Núcleo (Facturación)	20 VA, Cl 0.2s
	2 ^o Núcleo (Medida)	30 VA, Cl 0.5

	3° Núcleo (Protección)	30 VA, CI 5P30
	4° Núcleo (Protección)	30 VA, CI 5P30
Intensidad térmica de cortocircuito	31.5 kA	
Frecuencia de la red	50 Hz	

Tabla 5-6. Características generales de los TI de 132 kV posición de transformación

En el plano 13: Transformador de intensidad 132 kV se observan los detalles del transformador de intensidad elegido.

5.1.7 Interruptor automático 132 kV

Se instalará un interruptor tripolar en cada posición de transformador de cada cliente. Las características asociadas al mismo se resumen en la siguiente tabla:

Instalación	Intemperie
Número de polos	3
Tensión asignada	145 kV
Tensión soportada f.i	275 kV eficaces
Tensión soportada tipo rayo	650 kV cresta
Medio de extinción	SF6
Corriente en servicio continuo	1250 A
Corriente admisible de corta duración (1 s) (Intensidad límite térmica)	31.5 kA
Valor de cresta de la corriente admisible de corta duración (Límite dinámico)	80 kA
Secuencia de maniobra	O-0.3s-CO-1min-CO
Poder de corte nominal de cortocircuito	31.5 kA
Poder de cierre nominal de cortocircuito	80 kA
Factor del primer polo	1.5
Mando	Motorizado, resorte con una bobina de cierre y dos de apertura, relé antibombeo y contactos auxiliares de señalización
Tensión asignada de los dispositivos de cierre y apertura y de los circuitos auxiliares	125 V corriente continua

Tabla 5-7. Características generales de los Interruptores automáticos de 132 kV

En el plano 14: *Interruptor automático tripolar 132 kV-1250 A* se observan los detalles del interruptor automático tripolar seleccionado. Se aprovecha la introducción del mismo para explicar una idea relativa a las subestaciones que, a priori, puede parecer extraña. Las distancias longitudinales se mantienen casi constantes en toda la subestación salvo cuando llegan al interruptor tripolar donde disminuye. Esto se puede observar claramente en el plano 2: *Planta general eléctrica*.

Bien, la explicación reside en la propia construcción del interruptor. Los TI, TT etc. son elementos únicos, pero el interruptor tripolar constituye un solo equipo y está probado y testado como tal, por tanto, hay que montarlo en campo tal y como te especifica el fabricante ya que solo para esa configuración, el fabricante garantiza el cumplimiento de sobretensiones, distancias etc., especificadas en la ficha técnica de dicho aparato.

5.1.8 Seccionador tripolar de puesta a tierra 132 kV

Se instalará un seccionador tripolar de puesta a tierra en cada posición de transformador de cada cliente. Las características asociadas al mismo se resumen en la siguiente tabla:

Instalación	Intemperie	
Número de polos	2	
Tensión asignada	145 kV	
Tensión soportada a f.i	Fase-Tierra	275 kV ef.
	Sobre distancia de seccionamiento	315 kV ef.
Tensión soportada tipo rayo	Fase-Tierra	650 kV cr.
	Sobre distancia de seccionamiento	750 kVcr.
Intensidad nominal	1250 A	
Intensidad límite térmica	31.5 kA	
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	80 kA	
Accionamiento cuchillas principales	Manual	
Accionamiento cuchillas de p.a.t	Manual	

Tabla 5-8. Características generales de los seccionadores tripolares de p.a.t de 132 kV

En los planos 15: *Planta seccionador tripolar de 2 columnas con p.a.t*, 15.2: *Vista A seccionador tripolar de 2 columnas con p.a.t* y 15.3: *Secciones A-B-C del seccionador tripolar de p.a.t*, se observan los detalles del seccionador tripolar seleccionado.

5.1.9 Conductor desnudo

El conductor que une los diversos equipos de protección y maniobra es el mismo empleado y definido en la sección anterior. El cable de 30 kV se expondrá debidamente en el siguiente apartado. En cuanto a la conexión a tierra del lado de alta del transformador, no se ha efectuado el cálculo justificativo de este conductor, debido a que, como se comentó al comienzo de la memoria, la elección de la puesta a tierra es de Endesa, por tanto, se ha justificado de manera cualitativa como se efectuaría esta conexión sin entrar en los detalles de su cálculo.

6 POSICIONES DE 30 kV

6.1 Características generales de los componentes

Característica	30 kV
Esquema	Simple barra
Tensión nominal	30 kV
Tensión más elevada para el material	36 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Tensión soportada f.i	70 kV eficaces
Tensión soportada tipo rayo	170 kV cresta
Intensidad nominal barra general	1250 A
Intensidad nominal posición transformador	1250 A
Intensidad nominal posición línea	630 A
Intensidad nominal posición Servicios Auxiliares	200 A
Intensidad de defecto trifásico	25 kA
Intensidad límite dinámica	40 kA

Tabla 6-1. Características generales de los componentes de 30 kV

6.2 Características de diseño de los componentes

Las celdas de 30 kV estarán equipadas con aparamenta fija bajo envolvente metálica, empleando como elemento aislante el hexafluoruro de azufre (SF₆). La configuración y componentes de las mismas puede observarse en el plano 1.2: *Esquema unifilar 30 kV. Detalle de celdas de 30 kV*. En el plano 2: *Planta general eléctrica* se han tenido en cuenta las dimensiones de las celdas a la hora de proyectar la sala de celdas de cada generador. La configuración y características de los elementos a emplear son:

6.2.1 Interruptores automáticos 36 kV

Las características eléctricas que deben poseer se muestran en la siguiente tabla. Todos los interruptores cuentan con reenganche automático.

Tensión más elevada para el material		36 kV
Tensión soportada f.i		70 kV eficaces
Tensión soportada tipo rayo		170 kV cresta
Intensidad nominal	Posición de línea	630 A
	Posición de secundario de transformador	1250 A
Poder de corte en cortocircuito		25 kA
Intensidad máxima de cierre en cortocircuito (cresta)		62.5 kA
Ciclo de cierre y apertura		O-0.3s-CO-15s-CO
Mando		Motorizado

Tabla 6-2. Características generales de los interruptores automáticos de 30 kV

6.2.2 Seccionadores de 3 posiciones

Las características eléctricas que deben poseer los seccionadores de 3 posiciones se muestran en la siguiente tabla. Los seccionadores serán de accionamiento manual.

Tensión más elevada para el material		36 kV
Tensión soportada f.i		70 kV eficaces
Tensión soportada tipo rayo		170 kV cresta
Intensidad nominal	Posición de línea	630 A
	Posición SSAA	200 A
	Posición de secundario de transformador	1250 A
Intensidad límite térmica (valor eficaz)		25 kA
Intensidad límite dinámica (cresta)		62.5 kA

Tabla 6-3. Características generales de seccionadores de 3 posiciones de 30 kV

Las características de la puesta a tierra de los seccionadores son:

Intensidad límite térmica (valor eficaz)	Pos. Línea/Sec. Transf.	25 kA
	Posición SSAA	1 kA
Intensidad límite dinámica (cresta)	Pos. Línea/Sec. Transf.	62.5 kA
	Posición SSAA	2.5 kA

Tabla 6-4. Características generales de la p.a.t de los seccionadores de 30 kV

6.2.3 Transformadores de intensidad

Las características eléctricas de los transformadores de intensidad son las descritas a continuación:

Tensión más elevada para el material			36 kV
Tensión soportada f.i			70 kV eficaces
Tensión soportada tipo rayo			170 kV cresta
Relaciones de Transformación	Celda secundario de transformador de potencia	Relación de transformación	1000- <u>2000</u> /5-5-5 A
		1er Núcleo (Medida)	10 VA cl.0.2
		2º Núcleo (Protección)	10 VA 5P20
		3º Núcleo (Protección)	10 VA 5P20
	Celda de línea	Relación de transformación	300-600/5-5 A
		1er Núcleo (Medida)	10 VA cl.0.2
		2º Núcleo (Protección)	15 VA 5P30
Intensidad límite térmica			25 kA

Tabla 6-5. Características generales de los TI de 30 kV

6.2.4 Fusibles

En la posición de SSAA, se opta por una protección con fusibles combinada con interruptor de apertura tripolar, con seccionamiento de 3 posiciones.

Tensión más elevada para el material	36 kV
Tensión soportada f.i	70 kV eficaces
Tensión soportada tipo rayo	170 kV cresta
Intensidad nominal	200 A
Corriente asignada de corta duración	25 kA
Poder de corte componente principalmente activa	630 A

Tabla 6-6. Características generales de fusibles-interruptor para SSAA de 30 kV

6.2.5 Cable de potencia del transformador

Como se comentó en el apartado 5.1.1, con los conectores pfisterer, los cables parten del lado de media del transformador directamente aislados, lo cual permite ahorrar un embarrado. El cálculo de los cables se realiza en documento *14 Anexo C: Cálculos eléctricos de cables y embarrado*, empleando los

criterios de diseño que se consideraran oportunos. A modo de resumen se muestra la siguiente tabla con las características generales de estos cables:

Tensión nominal de la red	30 kV
Tensión asignada del cable (U_0 / U)	18/30 kV
Sección	240 mm ²
Naturaleza del conductor	Aluminio
Instalación	Al aire en canales o galerías
Aislamiento	XLPE
Intensidad admisible	1237.6 A
Nº de conductores por fase	3

Tabla 6-7. Características generales de los cables de potencia de 30 kV

Como se recoge en el Anexo C, existen dos circuitos, uno compuesto por tres cables por fase hacia las cabinas y otro para la creación del neutro (hacia el transformador zig-zag). Para más información sobre el criterio seguido, se puede consultar el documento *14 Anexo C: Cálculos eléctricos de cables y embarrado*.

Vamos a ampliar un poco la información acerca de la tensión asignada ya que se podría caer en el error de pensar que los 30 kV se corresponden con la máxima tensión del sistema (que serían 36 kV) y por tanto no sería válida la elección del cable.

Según la norma UNE 60071-1, la tensión asignada de un cable es la tensión de referencia para la que se ha diseñado el cable y que sirve para definir los ensayos eléctricos. No se da tampoco una relación de raíz de tres ya que en los ensayos intervienen transformadores con tomas que pueden modificar esta relación. Está más enfocado en la estandarización para la coordinación de aislamiento. La tensión asignada se indica mediante la combinación de dos valores U y U_0 expresados en V o kV:

- U_0 es el valor eficaz entre cualquier conductor aislado y tierra.
- U es el valor eficaz entre dos conductores de fase cualquiera de un cable multipolar o de un sistema de cables unipolares.

Además, especifica que en un sistema de corriente altera, la tensión asignada de un cable debe ser por lo menos igual a la tensión nominal del sistema para el que está previsto. Esta condición se aplica tanto al valor de U como el de U_0 . Además, especifica que la tensión de servicio puede sobrepasar permanentemente la tensión nominal de dicho sistema en un 10%. Por tanto, la tensión asignada del cable en cuestión se considera adecuada.

6.2.6 Cables de potencia de servicios auxiliares

Las características del cable empleado para la conexión del transformador de servicios auxiliares de cada generador se resumen en la siguiente tabla (el cálculo se puede encontrar en el documento *14 Anexo C: Cálculos eléctricos de cables y embarrado*):

Tensión nominal de la red	30 kV
Tensión asignada del cable (U_0 / U)	18/30 kV
Sección	95 mm ²
Naturaleza del conductor	Aluminio
Instalación	Al aire en canales o galerías
Aislamiento	XLPE
Intensidad admisible	242.25 A
Nº de conductores por fase	1

Tabla 6-8. Características generales de los cables de potencia de servicios auxiliares

7 OBRA CIVIL

EN el presente apartado se procederá a describir el conjunto de actuaciones en el ámbito de la obra civil necesarias para la construcción de la subestación. Ocupará una superficie de 4316.81 m² aproximadamente.

Se podrá acceder a la misma a través de las puertas de acceso de vehículos o bien a través de la puerta de acceso peatonal dispuestas en el cerramiento. Promotor y distribuidora poseerán su propia puerta de acceso. Las dos se sitúan en la parte frontal del cerramiento para evitar tener que explanar y crear un carril en los laterales de la misma.

Aunque ya se comentó al comienzo de la memoria, no ha sido objeto de este proyecto las cimentaciones y otros aspectos que se mencionarán a continuación, de modo que en esta sección se describirán los procedimientos a seguir de forma cualitativa (y no cuantitativa) en general.

7.1 Movimiento de tierras

Se llevarán a cabo todas las acciones necesarias en el terreno hipotético para crear una zona de relleno constituida por materiales compactados. Se podrán usar los materiales procedentes de la propia excavación para regularizar la superficie. La malla de tierras estará situada a 0.8 metros por debajo de la cota de referencia escogida.

7.2 Red de tierras inferior

El sistema de tierras se ha diseñado de acuerdo a lo expuesto en la ITC-RAT 13, del Reglamento de Alta Tensión. Para el cálculo de la red de tierras se ha considerado que la resistividad del terreno sobre el cual se construye la subestación es de tipo arena arcillosa (200 $\Omega \cdot m$, apartado 4.1 de la ITC RAT 13) que será sometida a un proceso de excavación y relleno con tierra con valores de resistividad bajo, adquiriendo un valor de resistividad de 50 $\Omega \cdot m$, y tomando dicho valor como valor medio de resistividad.

Para conseguir niveles admisibles de las tensiones de paso y contacto, la subestación estará dotada de una red de tierras inferiores, formada por una malla de cable de cobre desnudo de 120 mm², formando una retícula de aproximadamente 5 x 5 m. Esta se extiende por toda la superficie de la subestación.

Para más detalles, consultar el documento *12 Anexo A: Cálculo de red de tierras inferior* donde se detalla el cálculo de la misma.

Cabe destacar aquí un comentario. El no haber considerado las cimentaciones en este proyecto hace que la malla calculada sea “ficticia”. Entiéndase por “ficticia” que ésta se tendría que adaptar a las fundaciones de los distintos elementos que componen la subestación por lo que la malla mostrada en el plano 16: *Planta red de tierras*, no sería tan “perfecta” (es decir la retícula tendría de media 5 x 5 m, pero habría que adaptarla de modo que cuando se emplacen los distintos elementos (seccionadores, interruptores etc.) no coincidan con la malla, que, de hacerlo, la rompería).

7.3 Acondicionamiento del terreno

Se explanará el terreno, llevándose a cabo el desbroce y retirada de la tierra vegetal, que se acopiará en obra para su extendido final en las zonas libres exteriores, procediéndose posteriormente a la realización de trabajos de excavación y relleno compactado en las correspondientes zonas hasta la requerida cota de explanación. Las zonas libres interiores de la explanada se terminarán con una capa de grava de 10 cm de espesor, lo cual trata de homogeneizar el terreno (véase el documento *12 Anexo A: Cálculo de red de tierras inferior*). La transición de la explanada con el terreno natural se resolverá mediante taludes.

7.4 Vallado perimetral

El cerramiento que delimitará el terreno destinado a alojar las instalaciones de la subestación estará formado por una malla metálica, fijado todo sobre postes metálicos de 48.3 mm, colocados cada 2.5 m. La cuadrícula del enrejado será inferior a 50x50 mm, como marca el RAT. La sujeción de los postes al suelo se realizará mediante dados de hormigón, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado.

El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2.85 m sobre el terreno, cumpliendo la mínima reglamentaria establecida en 2.2 m.

Para el acceso a la subestación se instalarán dos puertas, una para la zona de la compañía y otra para la zona del cliente, permitiendo el paso de vehículos y tendrán una puerta exclusiva habilitada para el paso peatonal de 1 metro de luz libre y 2,2 metros de altura.

Alrededor de todo este vallado se extenderá una capa de grava de 10 cm de espesor y 1 m de anchura, con objeto de limitar la resistencia del terreno y asegurar las tensiones de paso y contacto a toda persona aun cuando esté ubicada en el exterior.

La zona finalmente propiedad de Generador y la que pasará a formar parte de la compañía distribuidora, estarán delimitadas por un cerramiento interior al perimetral, de las mismas características que el cerramiento exterior, con una altura de 2.03 m, superior a la exigida en el RAT para cerramientos interiores.

7.5 Viales

Los viales interiores serán de firme rígido. El ancho de los mismos será de 4 metros como mínimo. Los materiales a utilizar deberán cumplir las Prescripciones Técnicas Generales para obras de Carreteras y Puentes.

Se recubrirá una capa de grava de 10 cm de espesor en la superficie de la subestación, con el fin de alcanzar la resistencia eléctrica necesaria del terreno para limitar las tensiones de paso y de contacto (como se comentó en el apartado 7.3).

7.6 Obras civiles del parque de intemperie

7.6.1 Cimentaciones para la aparamenta

Las cimentaciones suelen ser un factor estándar en las subestaciones. Normalmente, las fundaciones de la parte correspondiente al parque, es decir, las fundaciones para soportes de aparamenta de intemperie y pórticos son de tipo “zapata aislada”.

Un método de cálculo empleado en la práctica es el método de Sulzberger que confía la estabilidad de la cimentación a las reacciones horizontales y verticales del terreno.

7.6.2 Canalizaciones de cables

Con objeto de proteger el recorrido de los cables de control y potencia se construirá una red de canales para cables prefabricados. El conjunto de los canales de cables de control será de hormigón armado o prefabricados tipo BREINCO o AVE, por ejemplo.

7.6.3 Sistema de recuperación y recogida de aceite

El depósito de recogida de aceite estará constituido por muretes de hormigón armado sobre solera del mismo material. La parte superior estará formada por un forjado unidireccional formado por viguetas de hormigón pretensado y bovedilla cerámica.

La capacidad del depósito de aceite corresponderá al volumen de dieléctrico del transformador, mayorada en previsión de entrada de agua.

7.6.4 Muro cortafuegos

El muro será prefabricado con pilares soportes y paneles o de obra con esqueleto metálico.

Las dimensiones y características mínimas de los muros serán las siguientes:

- Se elevará como mínimo 35 cm. en relación con el punto más alto de la cuba o depósito de expansión del transformador.
- Sobresaldrá lateralmente 65 cm. con respecto a la cuba o radiadores del transformador.
- Tendrá un RF180. RF significa resistencia al fuego, que en este contexto hace referencia a la resistencia al fuego de muros de hormigón. Un RF180 equivale a decir que como mínimo el muro tendrá un espesor de 20 cm.

7.6.5 Edificios

Los edificios serán del tipo prefabricados de hormigón, compuestos por un cerramiento exterior formado por paneles de hormigón armado con malla doble de acero electrosoldada.

La cubierta estará formada de placas de hormigón armado armadas con mallas electrosoldadas, rematadas en su parte superior mediante impermeabilización y en su interior el aislante a base de poliuretano.

Los espesores y armados deberán estar considerados para soportar una sobrecarga de 120 kg/m² y la acción debida al empuje del viento de 120 km/h.

En cada una de las zonas de generadores se dispondrán las siguientes dependencias:

- Sala de media tensión, donde se dispondrán las celdas de media tensión según planta.
- Sala de Transformador de Servicios Auxiliares. Esta sala dispondrá de ventilación natural.
- Aseos
- Sala Servicios Auxiliares y protecciones de la subestación, donde se dispondrán los cuadros generales de corriente alterna y continua, la batería y distintos armarios de fuerza, alumbrado y climatización de la instalación. También se ubicarán todos los equipos y bastidores que

realizan las funciones de control y protecciones de la subestación, además del armario del equipo de facturación. Esta sala dispondrá de equipos de climatización para salvaguardar el correcto funcionamiento del equipamiento electrónico. No se ha considerado en el presente proyecto el cálculo del consumo ni la instalación de la climatización.

También estarán dotados de un sistema de detección de incendios a base de detectores termovelocímetros y ópticos y un sistema de alarmas mediante pulsadores manuales localizados en puntos estratégicos con el fin de que el personal que primero localice un incendio pueda dar la alarma sin esperar la actuación del sistema de detección. También se dotarán los edificios con sistemas anti-intrusismo con alarma.

Se instalará una central de alarmas y señalización con capacidad para todas las zonas de detección. Esta central de alarmas será común a ambos sistemas (antiincendios y anti-intrusismo).

El sistema de extinción consistirá en un sistema de extintores móviles de 5 Kg de capacidad de CO₂ en el interior del edificio.

Se ha previsto dotar a los edificios de los sistemas de alumbrado adecuado con los niveles luminosos reglamentarios, llevándose a cabo mediante luminarias tipo LED. Su distribución será empotrada en falso techo en la zona de central y de forma uniforme evitándose sombras y zonas de baja luminosidad que dificulten las labores de control y de explotación. Los circuitos de alumbrado serán alimentados desde el cuadro de servicios auxiliares, donde se dispondrán las diferentes protecciones de los mismos, fundamentalmente magnetotérmicos y diferenciales.

Los edificios serán dotados de los sistemas de alumbrado de emergencia necesarios. No se considera objeto del proyecto el cálculo de los circuitos de baja tensión.

La zona perteneciente a la distribuidora estará dotada de un edificio de características constructivas similares a las ya descritas, en la que se ubicará la sala de control de la distribuidora, tal y como se refleja en el plano 2: *Planta general eléctrica*.

8 SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN

El sistema de control y protección de una subestación lo constituyen una serie de elementos y equipos que controlan, operan y monitorizan la aparamenta y variables eléctricas de la instalación.

La protección se realiza mediante relés de protección que monitorizan las intensidades y tensiones presentes en la instalación y actúan para despejar las faltas según las consignas que tengan implementadas.

El control permite monitorizar y operar sobre la diferente aparamenta de maniobra que por medio de equipos de comunicaciones se puede operar y monitorizar de manera local o remota. En este capítulo serán descritos los siguientes apartados:

- Sistema de protección
- Sistema de control

8.1 Sistema de protección

Se puede definir al sistema de protección como “el conjunto de equipos y actuaciones necesarios para la detección y eliminación de los incidentes en los sistemas o instalaciones eléctricas”. El sistema funcionará correctamente cuando se minimicen las incidencias sobre la calidad y la continuidad del suministro, limitando el efecto de las incidencias. No se puede crear un sistema “inviolable”, teniendo siempre presente un margen de error, en función del coste.

El sistema de protección se basará en los criterios descritos en la norma interna de Endesa, “NRZ104: Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución”. Las protecciones instaladas, conforme al artículo 110 del RD 1955/2000 estarán coordinadas con las de la empresa distribuidora, asegurando la debida coordinación de aislamiento y protecciones. Cabe destacar que, al tener dos clientes, las protecciones asociadas a la zona de generador y MT irían duplicadas. Se va a referenciar a una sola, extendiéndose el contexto a ambas.

El desarrollo de los esquemas eléctricos de control y protección, no se han considerado objeto de este proyecto. El motivo es que para lograr un sistema eficaz no solo se puede tener en consideración una subestación. Hay que mirar el horizonte de la misma, así como las subestaciones que enlazan con ella para poder determinar los sistemas de protección a implantar, la coordinación etc. Normalmente esta tarea reside en un personal cualificado, dejando entrever lo que se comentó en la introducción: El diseño completo de una subestación es una tarea multidisciplinar. En cualquier caso, se definirán a continuación las unidades con las que debe estar provista esta subestación con la finalidad de cumplir la normativa de conexión de Endesa y garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones (evitando así problemas de obediencia: Que la protección actúe cuando deba actuar; y seguridad: que la protección no actúe cuando no deba actuar).

8.1.1 Posiciones de 132 kV (Zona de compañía)

En las posiciones de 132 kV de la zona de compañía se instalará un sistema de protección redundante, basado en una protección diferencial de línea como protección principal y una protección de distancia. Se empleará la UCP (Unidad Central de Procesamiento) como protección secundaria. Los equipos serán de tecnología digital e incluirán las funciones que se detallan a continuación:

Protección	Función (ANSI/IEEE)	Descripción
Primaria	87L	Protección diferencial de línea
	21F/21N	Protección de distancia de fases y de neutro
	79	Reenganchador disponible
	67N	Sobreintensidad direccional de neutro
	25	Comprobación de sincronismo
	3	Comprobación o bloqueo
Secundaria	67	Sobreintensidad direccional de fases
	67N	Sobreintensidad direccional de neutro
	21	Protección de distancia
	25	Comprobación de sincronismo
	79	Reenganchador disponible
	3	Comprobación o bloqueo

Tabla 8-1. Protecciones de la posición de 132 kV para zona de compañía

La comunicación de los dos extremos de la protección diferencial será vía fibra óptica.

8.1.2 Posiciones de 132 kV (Zona de generador)

8.1.2.1 Protección de línea

Protección	Función (ANSI/IEEE)	Descripción
Primaria	27	Protección de mínima tensión
	59	Protección de máxima tensión
	59N	Protección de máxima tensión homopolar
	81m	Protección de mínima frecuencia
	81M	Protección de máxima frecuencia
	67N	Sobreintensidad direccional de neutro
	25	Comprobación de sincronismo
	3	Comprobación o bloqueo

Tabla 8-2. Protecciones de la posición de 132 kV para zona de generador

8.1.2.2 Protección de transformador

Protección	Función (ANSI/IEEE)	Descripción
Primaria	87T	Protección diferencial de transformador
	50/50N	Sobreintensidad a tiempo definido de fases y de neutro
	51/51N	Sobreintensidad a tiempo inverso de fases y de neutro
	3	Comprobación o bloqueo
Propias del Transformador	49-1	Imagen térmica devanado primario
	49-2	Imagen térmica devanado secundario
	63B	Buchholz transformador
	63BJ	Buchholz cambiador de tomas
	63L	Sobrepresión cuba
	26	Temperatura

Tabla 8-3. Protecciones de la posición de transformador

8.1.3 Líneas de 30 kV

Estarán previstas de:

- Protección de Sobreintensidad para falta entre fases, y entre fase y tierra formada por relés de intensidad de tiempo muy inverso con elemento instantáneo.
- Protección ultrasensible para faltas de tierra-resistente formada por relés de Sobreintensidad de tiempo muy inverso.

8.1.4 Descripción general de las protecciones

Como se observa, tanto por requerimientos de Endesa, como para el buen funcionamiento de la subestación intervienen muchas protecciones. A continuación, se mostrará una breve definición de todas las protecciones empleadas, sin entrar en detalles en ninguna ya que, a pesar de haber estudiado a lo largo de la carrera algunas en detenimiento, provocaría crear un documento demasiado denso. Esta información se ha obtenido de la web de la empresa de Schneider, cuyo enlace se relaciona en las referencias [1]:

-Protección diferencial (87): Funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.

-Protección de distancia (21): Funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen o aumentan a unos límites preestablecidos.

-Reenganchador (79): Controla el reenganche enclavamiento de un interruptor de corriente alterna.

-Direccional (67): Funciona con un valor deseado de circulación de Sobreintensidad de corriente alterna en una dirección dada. Se basa en la comparación de dos magnitudes eléctricas.

-Comprobación de sincronismo (25): Funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos (obviamente su uso reside en la conexión de las líneas en el momento preciso al embarrado).

-Comprobación o bloqueo (3): Opera en respuesta a la posición de un número de condiciones determinadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.

-Protección de mínima tensión (27): Funciona al descender la tensión de un valor predeterminado.

-Protección de máxima tensión (59): Funciona con un valor dado de sobretensión.

-Protección de mínima/máxima frecuencia (81): Funciona con un valor dado de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.

-Sobreintensidad a tiempo definido (50): Funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.

-Sobreintensidad a tiempo inverso (51): Parecido a la sobreintensidad a tiempo definido salvo que opera con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de corriente alterna sobrepasa un valor dado.

-Imagen térmica (49): Funciona cuando la temperatura de la máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.

-Buchholz (63): Funciona con un valor dado de presión del líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.

-Temperatura (26): Funciona cuando el bobinado amortiguador de una máquina, o el de una resistencia de limitación de carga o de cambio de carga, o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado con anterioridad.

8.2 Sistema de control

Se instalará en la subestación un sistema integrado de control y protección (en adelante SICP), teniendo su unidad central en la sala de control de la subestación eléctrica que, en el caso de esta subestación, serán tres, dos de los generadores y otra para la compañía en su zona. Para el control y protección de los sistemas eléctricos es necesario disponer de información de su estado, es decir, conocer el valor de la tensión y la intensidad para lo cual utilizamos los TT y TI, respectivamente. Esta información es empleada por relés de protección, aparatos de medida etc. A continuación, se describirá de modo general las características y funciones que asume el SICP:

8.2.1 Tecnología

El SICP será de tecnología numérica y configuración distribuida, con el fin de la automatización de la misma, formado por dos unidades de control de la subestación (en adelante UCS) y varias unidades de control de posición (en adelante UCP).

8.2.2 Funciones

El SICP incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación, incluido los servicios auxiliares tanto de corriente continua como de corriente alterna.

8.2.3 Funciones principales de la UCS

- Mando y señalización de todas las posiciones de la subestación
- Ejecución de automatismos generales a nivel de subestación
- Presentación y gestión de las alarmas del sistema
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de telecontrol
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de telecontrol
- Gestión de las comunicaciones con todas las UCP
- Gestión de periféricos: Terminal local, impresora y módem
- Sincronización horaria

8.2.4 Funciones principales de la UCP

- Medida de valores analógicos (intensidad, tensión, potencia etc.) directamente desde los secundarios de los TT
- Protección de la posición
- Mando y señalización remota de los dispositivos asociados a la posición (interruptores, seccionadores etc.)
- Adquisición de las entradas digitales procedentes de campo asociadas a la posición
- Gestión de alarmas internas de la propia UCP

8.2.5 Disposición constructiva

Los distintos elementos integrantes del SICP, en la sala de control de los promotores, se dispondrán de la siguiente forma:

- Un armario central en el que se instalará el equipamiento general de la subestación y que se ubicará en el edificio o sala de control. Este armario contendrá la UCS y todos los módems excepto los que comunican con el Telemando.
- Las diferentes UCP se instalarán en los armarios de protección de la subestación.

Se tendrá la misma disposición en el edificio habilitado para control de la zona de la compañía.

La red de comunicaciones se instalará en las conducciones de cables de la subestación siendo de fibra óptica de plástico.

9 SISTEMA DE MEDIDA PARA LA FACTURACIÓN

La medida para facturación de energía se hará a nivel de 132 kV, en cada posición de transformador de la subestación. Todo conforme al Reglamento de Puntos de Medida (RPM) Real Decreto 1110/2007 del 24 de agosto.

Según este reglamento, la planta fotovoltaica se considera Tipo 1 (generación mayor de 12 MVA) debiendo ser verificada cada 2 años. Al no superar los 80 MVA no se exige la instalación de doble equipamiento de transformadores de medida.

La medida se facturará en el punto de entrega a la red de distribución, por lo que se instalará un bastidor para cada promotor, con dos equipos semejantes situados en la sala de control. Cada equipo de medida estará compuesto por los siguientes elementos:

- Contador electrónico combinados de Activa y Reactiva. La medida se realizará en los cuatro cuadrantes (pudiendo medir tanto el consumo como la generación).
- Clase de precisión del contador de activa: 0.2s
- Clase de precisión del contador de reactiva: 0.5
- Máximetro configurable para cada una de las tarifas, permitiendo superar el límite de potencia.
- 1 Registrador de medida integrado
- 1 Regleta de verificación, la cual permite realizar mediciones amperimétricas y voltimétricas, proporcionar alimentación auxiliar para calibración, facilitar sustitución y/o conexión de equipos auxiliares y permite realizar las operaciones de verificación sin corte en el suministro y con total seguridad para el operador.
- 1 Unidad de comunicación con planta
- 1 Modem de comunicaciones GSM (Global System for Mobile Communications). Se elige esta opción ya que tiene la ventaja de poder ser operado a través de un microcontrolador lo cual le permite ser incorporado al sistema de control remoto supervisorio automático.

Para cumplir con el reglamento, se instalarán cajas de formación independientes para tensiones e intensidades. Todos los borneros de conexión serán precintables. Los circuitos de tensión estarán protegidos por fusibles, también precintables. Se instalarán resistencias de carga para asegurar al menos el 50% de la suma de potencias de todos los secundarios de los transformadores de tensión.

En el plano 17: *Unifilar de facturación* se muestra el unifilar del sistema de medida de facturación diseñado.

En el documento 18 Anexo G: *Equipos para medida de facturación* se detalla la selección de los equipos empleados para esta subestación.

10 SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES

Los cuadros de servicios auxiliares serán metálicos y compartimentados, en los que se encontrarán alojados los interruptores magnetotérmicos de los circuitos que alimentan a los distintos circuitos auxiliares de la instalación. No se ha considerado objeto de proyecto el dimensionamiento de los circuitos de baja tensión.

10.1 Servicios auxiliares de C.A

Entre otras, las funciones del sistema de servicios auxiliares de corriente alterna que serán implementadas en esta subestación será la alimentación de las siguientes cargas:

- Cargador de las baterías de corriente continua
- Alumbrado y fuerza de la subestación
- Regulador en carga y ventiladores del transformador de potencia

La alimentación de los servicios auxiliares será en 400 V desde el bloque de potencia desde el que se dispondrá de una doble evacuación de sección suficiente a la potencia requerida. La distribución se realizará mediante el Cuadro de Servicios Auxiliares. Cada parcela de promotor tendrá el suyo propio, encargándose de las labores de mantenimiento y gestión de forma individual. Las características de los transformadores de servicios auxiliares, alimentados desde el embarrado de 30 kV y conectados al mismo a través de una celda de protección con fusible serán:

Tensiones en vacío	AT	30000 V
	BT	400 V
Potencia por arrollamiento en toma de menor tensión		50 kVA
Grupo de conexión		Dyn11
Clase de refrigeración		Natural
Regulación en el devanado primario		$\pm 2.5\% \pm 5\% \pm 10\%$
Tensión de cortocircuito, base 100 kVA		4%

Tabla 10-1. Características generales transformador de servicios auxiliares

10.2 Servicios auxiliares de corriente continua

La función del sistema de servicios auxiliares de corriente continua será la alimentación de las siguientes cargas:

- Circuitos de control, protecciones, mandos, señalización.
- Circuitos y alimentación equipos de telecomunicaciones.

Para cada transformador de servicios auxiliares se instalará 1 equipo cargador-batería (por tanto, cada generador tendrá el suyo propio), con 10 horas de autonomía de 125 Vcc. La distribución se realizará

mediante el respectivo cuadro de servicios auxiliares. Las características de los equipos cargador-batería son las siguientes:

Características Generales	Tensión nominal	125+10%.15% V
	Consumo en permanencia	10 A
Características de la batería	Tipo	Estacionaria Ni-Cd
	Tensión de flotación	1.4 V
	Capacidad nominal	172 Ah
	Régimen de descarga	Medio (5h)
Características del cargador	Tensión de salida estabilizada	1%
	Factor de rizado	2%
	Intensidad de salida	15 A
	Alimentación	400V \pm 10% - 15%
	Frecuencia	50 Hz \pm 4%
	Tiempo de recarga completa batería	Aprox. 12 horas

Tabla 10-2. Características generales cargador-batería

En el documento *17 Anexo F: Cálculo de baterías cc* se refleja el cálculo justificativo del dimensionamiento de los módulos de baterías.

11 INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS

Toda instalación y en particular las subestaciones necesitan una serie de instalaciones que complementan y permiten que el funcionamiento de los equipos principales sea el previsto y la operación y mantenimiento de la instalación se pueda realizar de manera adecuada y segura. A continuación, se describirán las instalaciones básicas que toda subestación necesita, profundizando en algunas de ellas.

11.1 Sistema de puesta a tierra. Red de tierra inferior

La instalación general de puesta a tierra inferior cumplirá las siguientes funciones:

- Proteger al personal y equipo contra accidentes peligrosos
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas, por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos
- Referenciar el potencial del circuito respecto a tierra
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra

Se puede decir que el sistema de puesta a tierra proporciona un camino a la corriente de modo que el usuario no tome contacto con la corriente. Para ello se dispone que las tensiones de paso y de contacto estén por debajo de cierto umbral definido en el RAT, homogeneizando la superficie de la subestación.

En el documento *12 Anexo A: Cálculo de red de tierras inferior*, se detallan las características de la red de tierras inferior propuesta. Además, en el plano *16: Planta red de tierras* se muestra la distribución de la red proyectada.

11.1.1 Características del sistema

El sistema de puesta a tierra estará formado por:

- Electrodo de puesta a tierra que será una malla enterrada de cable de cobre de 120 mm². Los conductores se tenderán en el terreno formando una retícula, estando dimensionado de manera que, al dispersar la máxima corriente de fallo, las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por la ITC-RAT 13, recordando lo dicho en el apartado 3.1.7 sobre el carácter “ficticio” de la red de tierras diseñada.
- Líneas de tierra que serán conductores de cobre desnudo de 120 mm² que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo, de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.

11.1.2 Instrucciones generales de puesta a tierra

Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general. A continuación, se describirán los elementos que deben conectarse a tierra.

11.1.2.1 Puesta a tierra de protección

Se pondrán a tierra las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se conectarán a tierra:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra
- Los envoltorios de los conjuntos de armarios metálicos
- Las puertas metálicas de los locales
- Las vallas y las cercas metálicas
- Las columnas, soportes, pórticos, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión
- Los blindajes metálicos de los cables
- Las tuberías y conductos metálicos
- Las carcasas de los transformadores

11.1.2.2 Puesta a tierra de servicio

Se conectarán a las tierras de servicio los elementos de la instalación necesaria y entre ellos:

- Los neutros de los transformadores de potencia y los neutros de BT de los transformadores de SS.AA
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra

11.1.2.3 Interconexión de las instalaciones de tierra

Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general.

11.1.3 Características del sistema

La instalación de red de tierras deberá ser comprobada tras la finalización de las obras por un OCA (Organismo de control autorizado), debiendo verificar que el sistema cumple con las limitaciones que de forma teórica arrojan estos resultados:

Para la zona interior de la subestación se obtienen los siguientes valores:

	Tensión de paso admisible (V)	Tensión de paso prevista (V)	Tensión de contacto máxima (V)	Tensión de contacto prevista (V)
Zona de grava	34412.07	524.83	1013.3	731.73
Zona de vial	34517.94	524.83	1015.95	731.73
Zona de acerado	33338.25	524.83	986.46	731.73

Tabla 11-1. Tensiones de paso y contacto en zona interior de la subestación

Verificando que tensiones de paso y contacto son inferiores a sus valores máximos.

Para la zona exterior de la subestación se obtienen los siguientes valores:

	Tensión de paso admisible (V)	Tensión de paso prevista (V)	Tensión de contacto máxima (V)	Tensión de contacto prevista (V)
Zona de grava	35048.06	524.83	1029.2	731.73
Zona exterior sin grava	12648	524.83	469.2*	731.73

Tabla 11-2. Tensiones de paso y contacto en zona exterior de la subestación

Verificando que tensiones de paso y contacto son inferiores a sus valores máximos.

Los criterios empleados se establecen en el documento *12 Anexo A: Cálculo de red de tierras inferior*, verificando que el sistema diseñado cumple con las condiciones establecidas en la normativa vigente.

**Véase apartado 12.2.10.2 del anexo A.*

11.2 Apantallamiento. Red de tierra superior mediante puntas Franklin

Para la protección de la subestación frente a descargas atmosféricas, se instalarán 13 columnas Franklin distribuidos por el parque de intemperie de la subestación. En el plano *18: Punta Franklin* se observa el detalle constructivo de las puntas Franklin.

En el documento *15 Anexo D: Protección frente a sobretensiones* se detallan los criterios empleados para el diseño de la red proyectada.

En los planos *19: Planta zona protegida puntas Franklin* y *19.2: Alzado zona protegida punta Franklin* se muestra la ubicación de la red proyectada, así como las áreas protegidas (siguiendo el método de ángulo fijo).

11.3 Sistema de alumbrado y fuerza

Se describirá de modo general el sistema de alumbrado y fuerza que debe estar presente en la subestación sin entrar en detalles de diseño que se ha dejado fuera del alcance del presente trabajo.

11.3.1 Alumbrado exterior

Para el alumbrado del parque de la subestación se emplearán proyectores con lámparas de vapor de sodio de alta presión, montadas sobre soportes metálicos. En la fachada del edificio se han de instalar luminarias tipo LED.

El vial de acceso se iluminará con luminarias sobre las pilastras de las puertas de acceso.

Finalmente se dispondrá de fotocélula para el encendido automático del alumbrado de viales y perimetral al edificio.

11.3.2 Alumbrado interior

Se instalarán luminarias fluorescentes de superficie en el interior del edificio.

11.3.3 Alumbrado de emergencia

El edificio de la subestación dispondrá de un alumbrado de emergencia que, en caso de fallo del alumbrado normal suministre la iluminación necesaria para facilitar la visibilidad a los usuarios que se encuentren en la instalación de modo que puedan abandonar el edificio, evite las situaciones de pánico y permita la visión de las señales indicativas de las salidas y la situación de los equipos y medios de protección existentes. Se colocarán en las zonas de tránsito y en las salidas, así como en el recorrido de evacuación.

La instalación será fija y provista de fuente propia de energía debiendo entrar automáticamente en funcionamiento al producirse un fallo de alimentación en la instalación de alumbrado normal, en las zonas cubiertas por el alumbrado de emergencia.

11.3.4 Fuerza

Se colocarán tomas de fuerzas monofásica y trifásica en la sala de control. Se recuerda que el circuito de fuerza es el encargado de suministrar electricidad a los receptores de la instalación como motores, lámparas etc. y cuya finalidad persigue convertirla en trabajo útil. En contra, el circuito de maniobra es el encargado de alimentar a los sensores y captadores, encargados de enviar señales eléctricas o digitales a los sistemas de lógica cableada o programada.

11.4 Sistema de seguridad

11.4.1 Protección antiintrusismo

Consistirá en un sistema de cámaras en la zona del generador, situadas en la fachada del edificio, así como un sistema de emisores-célula, cuyas señales irán a parar al sistema general de alarmas situadas en el interior del edificio.

11.4.2 Protección contra incendios

El sistema general contra incendios estará formado por detectores distribuidos en las diferentes salas y por extintores fijos y móviles distribuidos en el edificio y en el parque exterior.

11.5 Sistema de climatización y ventilación

Aunque no se han contemplado estos sistemas para este proyecto académico, es necesario un sistema de climatización y ventilación por la existencia de equipos informáticos y electrónicos así como la presencia (aunque no permanente) de personal, que mantenga las instalaciones en unos parámetros de uso correcto.

ANEXOS

12 ANEXO A: CÁLCULO DE RED DE TIERRAS INFERIOR

En el siguiente anexo se procederá a detallar el cálculo de la red de tierras inferior de la subestación eléctrica. Los cálculos justificativos aquí expuestos se basarán en las disposiciones de la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13, del Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT) y en el documento ANSI/IEEE Standard 80-2000, “Guide for Safety in AC Substation Grounding”.

Según el RAT las puestas a tierra de protección y de servicio de la instalación deberán estar interconectadas formando una instalación de tierra general que es la que se diseñará y calculará.

Cuando se produce una falta a tierra, partes de la instalación se pueden poner en tensión y en el caso de que una persona estuviese tocándolas, podría circular a través de él una corriente peligrosa. La siguiente imagen puede servir como orientación [2]:

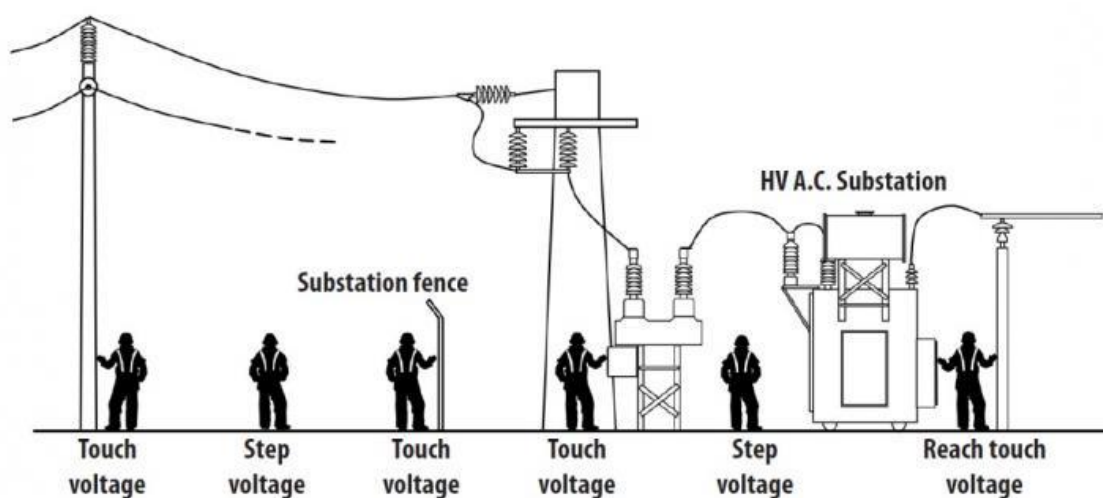


Figura 12-1. Tensiones de paso y contacto

El objeto de esta instalación de tierra es que desde cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la instalación donde las personas puedan circular o permanecer, dichas personas se encuentren sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto que establece el RAT durante cualquier defecto que pudiese producirse en la subestación eléctrica o en la red unida a ella.

12.1 Datos de partida

Los datos de partida necesarios para el dimensionamiento son los siguientes:

- Resistividad del terreno

- Intensidad máxima de defecto fase-tierra en la instalación (I_F)
- Tiempo de despeje de falta

Para el valor de resistividad del terreno se debería tomar el valor medio obtenido del Ensayo de Resistividad del Terreno realizado en la ubicación de la instalación una vez realizada la explanación. Es común la adecuación del terreno para conseguir unos valores de resistividad más bajos. En este caso se considerará que el terreno tiene una resistividad media de $200 \Omega \cdot m$ y que en la zona de la subestación se ha procedido a realizar una excavación previa y relleno con tierra con valores de resistividad bajos, tomando un valor medio de $50 \Omega \cdot m$.

Para el valor de la intensidad máxima de defecto fase-tierra, se tomará el valor en bornas de 132 kV, siendo su valor de 14.4 kA (apartado 2.3 de la memoria).

El valor del tiempo de despeje de falta a efectos de cálculo de la red de tierra se tomará de 0.5 segundos.

12.2 Procedimiento del diseño de la red de tierras

El RAT indica que se debe seguir el siguiente procedimiento para el diseño de la instalación de tierras (ITC-RAT 13 apartado 2):

- Investigación de las características del suelo
- Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto. Cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas admisibles en la instalación.
- Diseño preliminar de la instalación de tierra.
- Cálculo de la resistencia del sistema de tierra
- Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación
- Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación.
- Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas son inferiores a los valores máximos admisibles.
- Investigación de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, railes, vallas, conductores de neutro, pantallas o armaduras de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos, y estudio de las formas de eliminación o reducción.
- Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo. Si la comparación es positiva la configuración de red de tierras elegida es válida y si la comparación no fuese positiva se modificaría la configuración y se repetiría el proceso.

En los sucesivos apartados del anexo se tratarán cada uno de los puntos del método antes descrito.

12.2.1 Características del terreno

Como se ha indicado en el apartado anterior, se tomará un valor de Resistividad del Terreno de:

$$\rho = 50 \Omega \cdot m$$

Para acercar el modelo a la realidad, se supondrá que en el interior de la subestación existirán diferentes acabados superficiales: zonas con acabado en capa de grava de 10 cm de espesor, viales de hormigón de 20 cm de espesor y Acerados en el perímetro del edificio de espesor 16 cm.

En el exterior de la subestación se dispondrá a lo largo del perímetro una capa de 10 cm de espesor de grava con una anchura de 1 metro. Esta distancia no es trivial. Se considera que una persona que estire los brazos no superará un metro, estableciendo por tanto el umbral a calcular la tensión de contacto de la persona con respecto al cerramiento exterior.

Así pues, se tendrán diferentes resistividades:

a) En el interior de la subestación:

$$\rho^{GRAVA} = 3000 \, \Omega \cdot m$$

$$\rho^{VIAL} = 2500 \, \Omega \cdot m$$

$$\rho^{ACERADO} = 2500 \, \Omega \cdot m$$

b) En el exterior de la subestación:

$$\rho^{GRAVA,ext} = 3000 \, \Omega \cdot m$$

$$\rho^{TERRENO} = 200 \, \Omega \cdot m$$

Es necesario calcular las resistividades superficiales aparentes para cada uno de esos acabados superficiales, para lo cual se empleará la siguiente expresión:

$$\rho_s = C_s \cdot \rho^*$$

$$C_s = 1 - 0.106 \cdot \left[\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 \cdot h_s + 0.106} \right]$$

Donde

ρ_s es la resistividad superficial aparente, en $\Omega \cdot m$

ρ^* es la resistividad de la capa superficial, en $\Omega \cdot m$

C_s es el coeficiente reductor de la resistividad de la capa superficial

h_s es el espesor de la capa superficial, en m

Así pues, se tendrán los siguientes valores de resistividad superficial:

$$\rho_s = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 \cdot h_s + 0.106} \right) \right] \cdot \rho^*$$

$$\rho_s^{GRAVA} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^{GRAVA}}}{2 \cdot h_s + 0.106} \right) \right] \cdot \rho^{GRAVA} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{50}{3000}}{2 \cdot 0.1 + 0.106} \right) \right] \cdot 3000 = 1978.11 \, \Omega \cdot m$$

$$\rho_s^{VIAL} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^{VIAL}}}{2 \cdot h_s + 0.106} \right) \right] \cdot \rho^{VIAL} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{50}{2500}}{2 \cdot 0.2 + 0.106} \right) \right] \cdot 2500 = 1986.76 \, \Omega \cdot m$$

$$\rho_s^{ACERADO} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^{ACERADO}}}{2 \cdot h_s + 0.106} \right) \right] \cdot \rho^{ACERADO} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{50}{2500}}{2 \cdot 0.16 + 0.106} \right) \right] \cdot 2500 = 1890.38 \, \Omega \cdot m$$

$$\rho_s^{GRAVA,ext} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^{GRAVA,ext}}}{2 \cdot h_s + 0.106} \right) \right] \cdot \rho^{GRAVA,ext} = \left[1 - 0.106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{50}{3000}}{2 \cdot 0.1 + 0.106} \right) \right] \cdot 3000 = 2030.07 \, \Omega \cdot m$$

$$\rho_s^{TERRENO} = \rho^{TERRENO} = 200 \, \Omega \cdot m$$

12.2.2 Corrientes máximas de defecto a tierra

Como se ha indicado en el apartado 11.1 se tomará como corriente máxima de defecto a tierra:

$$I_F = 14.4 \, kA$$

12.2.3 Tiempo máximo de despeje de faltas

Como se ha indicado en el apartado 11.1 se tomará como valor de diseño:

$$T_F = 0.5 \, s$$

12.2.4 Cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas admisibles en la instalación

Según la ITC-RAT 13 las expresiones para las tensiones de contacto (U_C) y paso (U_P) máximas admisibles en la instalación son:

$$U_C = U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$
$$U_P = 10 \cdot U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Donde

U_{CA} es la tensión de contacto aplicada admisible entre mano y pies en función de la duración de la falta, en Voltios

R_{a1} es la resistencia del calzado que se considerará con un valor de 2000Ω

ρ_s es la resistividad superficial aparente en $\Omega \cdot m$

Como suele ser habitual, se ha supuesto que la resistencia del cuerpo humano es de 1000Ω y se ha asimilado cada pie a un electrodo en forma de placa de 200 cm^2 de superficie, ejerciendo una fuerza mínima de 250 N .

El valor de U_{CA} se obtiene de la Figura 1 o de la Tabla 1 de la ITC-RAT 13 en función del tiempo de despeje de la falta.

$$U_{CA} (\text{TF} = 0.5 \text{ s}) = 204 \text{ V}$$

Calculando ambos valores para cada zona:

a) Zona interior de la subestación:

- Interior recubierto por grava

$$U_C = U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s^{GRAVA}}{1000} \right] = 204 \cdot \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1.5 \cdot 1978.11}{1000} \right] = 1013.30 \text{ V}$$

$$U_P = 10 \cdot U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s^{GRAVA}}{1000} \right] = 10 \cdot 204 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 1978.11}{1000} \right] = 34412.07 \text{ V}$$

- Interior zona vial

$$U_C = U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s^{VIAL}}{1000} \right] = 204 \cdot \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1.5 \cdot 1986.76}{1000} \right] = 1015.95 \text{ V}$$

$$U_P = 10 \cdot U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s^{VIAL}}{1000} \right] = 10 \cdot 204 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 1986.76}{1000} \right] = 34517.94 \text{ V}$$

- Interior zona acerado

$$U_C = U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s^{ACERADO}}{1000} \right] = 204 \cdot \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1.5 \cdot 1890.38}{1000} \right] = 986.46 \text{ V}$$

$$U_P = 10 \cdot U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s^{ACERADO}}{1000} \right] = 10 \cdot 204 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 1890.38}{1000} \right] = 33338.25 \text{ V}$$

b) Zona exterior de la subestación

- Exterior recubierto por grava

$$U_C = U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s^{GRAVA,ext}}{1000} \right] = 204 \cdot \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1.5 \cdot 2030.07}{1000} \right] = 1029.2 \text{ V}$$

$$U_P = 10 \cdot U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s^{GRAVA,ext}}{1000} \right] = 10 \cdot 204 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 2030.07}{1000} \right] = 35048.06 \text{ V}$$

- Exterior zona sin grava

$$U_C = U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1.5 \cdot \rho_s^{TERRENO}}{1000} \right] = 204 \cdot \left[1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1.5 \cdot 200}{1000} \right] = 469.2 \text{ V}$$

$$U_P = 10 \cdot U_{CA} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s^{TERRENO}}{1000} \right] = 10 \cdot 204 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 6 \cdot 200}{1000} \right] = 12648 \text{ V}$$

12.2.5 Diseño preliminar de la red de tierras

Se partirá de un diseño en el cual la red de tierras estará formada por cable de cobre desnudo, enterrada en el terreno a 0.8 metros de profundidad, a partir del nivel de terreno explanado.

El conductor se dispondrá formando retículas de aproximadamente 5x5 metros que se extenderá por todas las zonas ocupadas por las instalaciones, incluyendo apartamento, cerramientos y edificios. También se instalarán 8 picas, de acero recubierto de cobre de longitud 2 m, una en cada esquina del cerramiento: 4 del cerramiento exterior y 4 de las esquinas interiores del cerramiento, en la separación de compañía-cliente.

12.2.6 Resistencia equivalente de malla de puesta a tierra

Para el cálculo de este valor se emplearán las expresiones dadas por el documento IEEE Standard 80-2000 en función de su disposición, tipología y elementos (método de Sverak).

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde:

ρ es la resistividad media del terreno donde está la subestación, en $\Omega \cdot m$

L es la longitud total de conductor enterrado, en m

A es la superficie cubierta por la red de tierras, en m^2

h es la profundidad de la malla de tierra, en m

En el caso de esta instalación se tendrá:

$$\rho = 50 \Omega \cdot m$$

$$L = 1900 \text{ m}$$

$$A = 4316.81 \text{ m}^2$$

$$h = 0.8 \text{ m}$$

Por tanto, la resistencia equivalente de la malla de puesta a tierra es:

$$R_g = 50 \cdot \left[\frac{1}{1900} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 4316.81}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + 0.8 \cdot \sqrt{\frac{20}{4316.81}}} \right) \right] = 0.36 \, \Omega$$

12.2.7 Determinación de la intensidad de puesta a tierra (I_g)

La corriente que finalmente circulará por la malla de puesta a tierra al terreno (intensidad de puesta a tierra, I_g), se puede estimar a partir de la corriente homopolar disponible en el lugar donde ocurra el defecto y las corrientes extraídas por conducción e inducción a través de las líneas y cables de tierra que conectan la instalación con el exterior. Para este diseño se supondrá que no se extrae corriente por los efectos de conducción e inducción.

Se considerará que la corriente de 14.4 kA es ya corriente de defecto disponible y se aplicará una corrección del 20 % por posibles modificaciones de la red. De este modo, la intensidad de puesta a tierra será:

$$I_g = 14.4 \cdot 1.2 = 17.28 \, \text{kA}$$

12.2.8 Sección del conductor de puesta a tierra

La red de tierras se compone de las líneas de tierra y del electrodo de puesta a tierra, que se definen como:

- Líneas de tierra: Conductor o conjunto de conductores que une el electrodo de tierra con la parte de la instalación que se ha de poner a tierra, siempre y cuando los conductores estén fuera del terreno o colocados en él, pero aislados del mismo.
- Electrodo de tierra: Conductor, o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión a tierra.

En este caso el electrodo de tierra es la malla de tierra y las líneas de tierra son los conductores que van desde ella a los equipos y elementos que han de ponerse a tierra.

Se procede a calcular la sección mínima de los conductores de cobre a usar, para lo cual se empleará la siguiente expresión que permite calcular la sección del conductor en función de la corriente que por él circula, el tiempo y las temperaturas ambiente y máxima permitida para el conductor.

$$S = I_{DEF} \cdot \sqrt{\frac{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{TCAP \cdot \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}} \, \text{mm}^2$$

Donde:

I_{DEF} es la intensidad máxima hacia la red de tierras en valor eficaz, en kA (17.28 kA)

t_c es el tiempo de duración de la falta, en segundos (ITC-RAT 13 indica 1s)

α_r es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia (20 °C), en 1/°C (para el cobre 0.00393 1/°C a 20°C)

ρ_r es la resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia (20°C) en $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ (para el cobre 1,72 $\mu\Omega \cdot \text{cm}$)

$TCAP$ es el factor de capacidad térmica en J/(cm³·°C) (para el cobre, 3.42 J/(cm³·°C))

$K_0 = 1/\alpha_0$ en °C (para el cobre, 234 °C) con $\alpha_0 = 0.0042735$ 1/°C (coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia (20°C) para el cobre)

T_m es la temperatura máxima permisible en °C (200°C)

T_a es la temperatura ambiente (el valor adoptado para el diseño será de 35 °C)

Se tendrá por tanto que la sección mínima del conductor de cobre ha de ser:

$$S = 17.28 \cdot \sqrt{\frac{1 \cdot 0.00393 \cdot 1.72 \cdot 10^4}{3.42 \cdot \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 35}\right)}} = 111.08 \text{ mm}^2$$

Escogiendo el conductor normalizado con sección inmediatamente superior, esto es 120 mm²

La ITC-RAT 13 establece que, para conductores de cobre, la densidad de corriente en el conductor no debe superar los 160 A/mm².

Para la sección elegida se tiene que:

$$\text{Densidad}_{\text{corriente}} = \frac{\text{Intensidad}}{\text{Sección}_{\text{conductor}}} = \frac{17.28 \text{ (kA)}}{120 \text{ (mm}^2\text{)}} = 144 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} < 160 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

La ITC-RAT 13 también establece que la sección mínima para conductores de las líneas de tierra si son de cobre es de 25 mm² y para los conductores del electrodo de puesta a tierra si son de cobre es de 50 mm².

Por tanto, se usará como conductor de la malla de tierra y para las líneas de tierra, cable de Cu desnudo de 120 mm² de sección.

Para las picas de acero recubiertas de cobre, se procede de forma similar:

$$S = I_{DEF} \cdot \sqrt{\frac{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{TCAP \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \text{ mm}^2$$

Donde:

I_{DEF} es la intensidad máxima hacia la red de tierras en valor eficaz, en kA (17.28 kA)

t_c es el tiempo de duración de la falta, en segundos (ITC-RAT 13 indica 1s)

α_r es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia (20 °C), en 1/°C (para el acero 0.00378 1/°C a 20°C)

ρ_r es la resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia (20°C) en $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ (para el acero 8.62 $\mu\Omega \cdot \text{cm}$)

$TCAP$ es el factor de capacidad térmica en J/(cm³·°C) (para el acero, 3.85 J/(cm³·°C))

$K_0 = 1/\alpha_0$ en °C (para el acero, 245 °C) con $\alpha_0 = 0.0040816$ 1/°C (coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia (20°C) para el acero)

T_m es la temperatura máxima permisible en °C (200°C)

T_a es la temperatura ambiente (el valor adoptado para el diseño será de 35 °C)

La sección mínima del conductor de cobre ha de ser:

$$S_{min} = 17.28 \cdot \sqrt{\frac{1 \cdot 0.00378 \cdot 8.62 \cdot 10^4}{3.85 \cdot \ln\left(\frac{245 + 200}{245 + 35}\right)}} \text{ mm}^2 = 111.83 \text{ mm}^2$$

El diámetro mínimo de la pica será:

$$d_{min} = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{min}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 111.83}{\pi}} = 11.93 \text{ mm}$$

Para las picas la ITC-RAT establece que el diámetro mínimo para las picas de cobre o acero recubiertos de cobre ha de ser de 14 mm. De este modo escogemos como diámetro para las picas, 14 mm.

La ITC-RAT 13 establece que para conductores de acero la densidad de corriente en el conductor no debe superar los 60 A/mm². Para esta sección se tiene:

$$Densidad_corriente = \frac{Intensidad}{Seción_conductor} = \frac{17.28 \text{ (kA)}}{153.94 \text{ (mm}^2\text{)}} = 112.25 \frac{A}{mm^2} > 60 \frac{A}{mm^2}$$

Como las picas de este diámetro no cumplen el criterio de densidad de corriente máxima, se procede a usar una de diámetro superior, esto es, 20 mm.

$$Densidad_corriente = \frac{Intensidad}{Seción_conductor} = \frac{17.28 \text{ (kA)}}{314.16 \text{ (mm}^2\text{)}} = 55 \frac{A}{mm^2} > 60 \frac{A}{mm^2}$$

Por lo que serán usadas como picas en la malla de tierra varillas de acero recubiertas de cobre de diámetro 20 mm.

12.2.9 Cálculo de las tensiones de paso y contacto

En el documento ANSI/IEEE std. 80-2000, recoge expresiones para estimar las tensiones de paso y contacto, y sobre ellas se basará el cálculo:

Tensión de paso calculada U_p'

$$U_p' = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s}$$

Tensión de paso calculada U_c'

$$U_c' = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M}$$

Donde

ρ es la resistividad media del terreno en $\Omega \cdot m$

I_g es la intensidad que circula por la red de tierras en A

K_m es el factor geométrico de espaciado de conductores para tensión de contacto

K_i es el factor corrector por efecto de mayor densidad de corriente en los extremos de la malla

K_s es el factor geométrico de espaciado de conductores para tensión de paso

L_M es la longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de contacto, en m.

L_s es la longitud efectiva de la red de conductores enterrados para tensión de paso, en m

Las expresiones que se usarán para el cálculo de los factores geométricos y las longitudes efectivas son las siguientes:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \cdot \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right]$$

$$L_S = 0.75 \cdot L_C + 0.85 \cdot L_R$$

Donde

D es la separación media entre conductores de la red de tierras en m

d es el diámetro de los conductores de la red de tierras, en m

h es la profundidad de enterramiento de los conductores de la red horizontal, en m

n es el número equivalente de conductores en paralelo que forman la malla

L_C es la longitud total de conductores enterrados que forman la malla (excepto picas) en m

L_R es la longitud de picas enterradas, en m

L_T es la longitud de cada pica, en m

L_x es la longitud de la malla de tierra en la dirección longitudinal en m

L_y es la longitud de la malla de tierra en la dirección transversal en m

L_p es la longitud perimetral de la malla de tierra en m

A es el área de la malla de tierra en m²

D_m es la máxima distancia entre dos puntos de la malla de tierra

h₀ es la profundidad de referencia de las mallas de tierra en m (1 m)

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

K_{ii} = 1 para mallas con picas en el perímetro o en las esquinas

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}} \text{ para mallas sin picas o si estas no están en el perímetro o en las esquinas}$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p}$$

Para mallas cuadradas, $n_b=1$

Para mallas cuadradas o rectangulares, $n_c=1$

Para mallas cuadradas, rectangulares o con forma de L, $n_d=1$

Para cualquier otro caso n_b , n_c , n_d se calcula como:

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left(\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right)^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

En el caso de esta instalación se tiene:

$$D = 5 \text{ m}$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 120}{\pi}} = 0.012 \text{ m}$$

$$h = 0.8 \text{ m}$$

$$L_x = 79.69 \text{ m}$$

$$L_y = 54.17 \text{ m}$$

$$L_c = 54.17 \cdot 12 + 79.69 \cdot 17 = 2004.77 \text{ m}$$

$$L_p = 2 \cdot L_x + 2 \cdot L_y = 2 \cdot 79.69 + 2 \cdot 54.17 = 267.72 \text{ m}$$

$$A = L_x \cdot L_y = 79.69 \cdot 54.17 = 4316.81 \text{ m}^2$$

$$L_r = 2 \text{ m}$$

$$L_R = 8 \cdot 2 = 16 \text{ m}$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 2004.77}{267.72} = 14.98$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{267.72}{4 \cdot \sqrt{4316.81}}} = 1.01$$

$$n_c, n_d = 1$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 14.98 \cdot 1.01 \cdot 1 \cdot 1 = 15.13$$

$$K_{ii} = 1$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0.8}{1}} = 1.34$$

$$\begin{aligned} K_m &= \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right] = \\ &= \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{5^2}{16 \cdot 0.8 \cdot 0.012} + \frac{(5 + 2 \cdot 0.8)^2}{8 \cdot 5 \cdot 0.012} - \frac{0.8}{4 \cdot 0.012} \right) + \frac{1}{1.34} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot 15.13 - 1)} \right) \right] = \\ &= 0.59 \end{aligned}$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot n = 0.644 + 0.148 \cdot 15.13 = 2.88$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0.5^{n-2}) \right] = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot 0.8} + \frac{1}{5 + 0.8} + \frac{1}{5} \cdot (1 - 0.5^{15.13-2}) \right] = 0.32$$

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \cdot \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right] = 2004.77 + \left[1.55 + 1.22 \cdot \frac{2}{\sqrt{79.69^2 + 54.17^2}} \right] = 2006.35 \text{ m}$$

$$L_S = 0.75 \cdot L_C + 0.85 \cdot L_R = 0.75 \cdot 2004.77 + 0.85 \cdot 16 = 1517.18 \text{ m}$$

$$\rho = 50 \Omega \cdot \text{m}$$

$$I_g = 17280 \text{ A}$$

Atendiendo a estos parámetros, las tensiones de paso y de contacto serán:

$$U'_p = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_S} = \frac{50 \cdot 0.32 \cdot 2.88 \cdot 17280}{1517.18} = 524.83 \text{ V}$$

$$U'_c = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M} = \frac{50 \cdot 0.59 \cdot 2.88 \cdot 17280}{2006.35} = 731.73 \text{ V}$$

12.2.10 Comprobación de tensiones de paso y contacto admisibles

12.2.10.1 Interior de la subestación

Para el interior de la subestación se tendrán los siguientes valores de tensiones de contacto máximas admisibles:

$$U_C(\text{zona de grava interior}) = 1013.30 \text{ V}$$

$$U_C(\text{zona de vial interior}) = 1015.95 \text{ V}$$

$$U_C(\text{zona de acerado interior}) = 986.46 \text{ V}$$

Como la tensión de contacto calculada es:

$$U_C' = 731.73 \text{ V}$$

Se cumple que en todas las zonas del interior de la subestación la tensión de contacto calculada es mayor que la tensión de contacto máxima admisible:

$$U_C' = 731.73 \text{ V} < U_C(\text{zona de grava interior}) = 1013.30 \text{ V}$$

$$U_C' = 731.73 \text{ V} < U_C(\text{zona de vial interior}) = 1015.95 \text{ V}$$

$$U_C' = 731.73 \text{ V} < U_C(\text{zona de acerado interior}) = 986.46 \text{ V}$$

En cuanto a las tensiones de paso, se tiene que los valores máximos son:

$$U_P(\text{zona de grava interior}) = 34412.07 \text{ V}$$

$$U_P(\text{zona de vial interior}) = 34517.94 \text{ V}$$

$$U_P(\text{zona de acerado interior}) = 33338.25 \text{ V}$$

La tensión de paso calculada es:

$$U_P' = 524.83 \text{ V}$$

Se cumple que en todas las zonas del interior de la subestación la tensión de paso calculada es mayor que la tensión de contacto máxima admisible:

$$U_P' = 524.83 \text{ V} < U_C(\text{zona de grava interior}) = 34412.07 \text{ V}$$

$$U_P' = 524.83 \text{ V} < U_C(\text{zona de vial interior}) = 34517.94 \text{ V}$$

$$U_P' = 524.83 \text{ V} < U_C(\text{zona de acerado interior}) = 33338.25 \text{ V}$$

12.2.10.2 Exterior de la subestación

Para el exterior de la subestación se tienen los siguientes valores de tensiones de contacto máximas admisibles:

$$U_C(\text{zona de grava exterior}) = 1029.2 \text{ V}$$

$$U_C(\text{zona exterior sin grava}) = 469.2 \text{ V}$$

La tensión de contacto calculada es:

$$U_C' = 731.73 \text{ V}$$

Se cumple que en la zona exterior al cerramiento en el perímetro de grava la tensión de contacto calculada es mayor que la de contacto máxima admisible y que en la zona exterior a ese perímetro es menor. Al haber realizado un diseño donde se extiende la red de tierras 1 metro en el exterior de la misma, no aparecerían tensiones de contacto ya que no sería posible acceder a ningún elemento de esta zona (como se comentó al comienzo del anexo, una persona con los brazos estirados no puede tocar algo a más de un metro de distancia) por lo que se considera que el resultado es válido.

$$U_C' = 731.73 \text{ V} < U_C(\text{zona de grava exterior}) = 1029.2 \text{ V}$$

$$U_C' = 731.73 \text{ V} > U_C(\text{zona exterior sin grava}) = 469.2 \text{ V}$$

En cuanto a las tensiones de paso, se tiene que los valores máximos son:

$$U_P(\text{zona de grava exterior}) = 35048.06 \text{ V}$$

$$U_P(\text{zona exterior sin grava}) = 12648 \text{ V}$$

La tensión de paso calculada es:

$$U_P' = 524.83 \text{ V}$$

Se cumple que en todas las zonas del exterior de la subestación la tensión de paso calculada es mayor que la tensión de contacto máxima admisible:

$$U_p' = 524.83 \text{ V} < U_C(\text{zona de grava exterior}) = 35048.06 \text{ V}$$

$$U_p' = 524.83 \text{ V} < U_C(\text{zona exterior sin grava}) = 12648 \text{ V}$$

12.2.11 Investigación de las tensiones transferibles al exterior

En la instalación no hay elementos que no se encuentren debidamente protegidos para que existan transferencias de tensiones al exterior.

12.2.12 Validez del diseño

La verificación realizada en el apartado 12.2.10 del presente anexo permite concluir que la malla de puesta a tierra propuesta cumple con los criterios recogidos en el RAT.

Una vez ejecutada la instalación deberá realizarse una medición de tensiones de paso y contacto para garantizar que los valores reales medidos se encuentran por debajo de los valores máximos admisibles.

En el plano 16: *Planta red de tierras* queda reflejado el sistema de puesta a tierra.

Se hace mención a lo ya dicho en apartados anteriores de la memoria. En una subestación real habría que tener en cuenta las fundaciones de los distintos elementos, modificando la malla dispuesta de modo que no existan interferencias entre esta y las fundaciones que pudiesen causar una rotura del conductor.

13 ANEXO B: CÁLCULO DE DISTANCIAS

En el presente anexo se definirán las distancias mínimas a cumplir entre los distintos elementos, entre estos y tierra, así como las distancias de protección de acuerdo a lo exigido por la ITC-RAT 12: Aislamiento. Estas distancias dependerán de la tensión más elevada del material y de la configuración de la propia subestación.

Nota: Para esta sección se hará referencia a la tensión más elevada para el material y no a la tensión nominal. En el siguiente apartado se define la misma para ambos niveles de tensión.

13.1 Niveles de aislamiento

Los niveles de aislamiento que existen en la subestación se resumen en la siguiente tabla y serán el dato de partida a la hora de calcular las distancias:

Nivel de tensión	132 kV	30 kV
Tensión nominal (kV ef.)	132	30
Tensión más elevada para el material (kV ef.)	145	36
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cr.)	650	170
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	275	70
Tensión más elevada en la red (kV ef.)	145	36

Tabla 13-1. Niveles de aislamiento en 132 kV y 30 kV

13.2 Distancias mínimas en el aire

La ITC-RAT 12 agrupa los niveles de tensión en 3 grupos (A, B, C), según la tensión más elevada del material. Dependiendo del grupo se accede a unas tablas que especifican las distancias mínimas de aislamiento en aire, entre fases y entre cualquier fase y tierra. En este caso se cuenta con los grupos A (Tensión más elevada del material superior a 1 kV e inferior o igual a 36 kV), y grupo B (Tensión más elevada del material superior a 36 kV e inferior o igual a 245 kV). De este modo, se definirán las distancias mínimas que el reglamento impone:

13.2.1 Distancias mínimas entre fases en el aire

En las tablas 1 y 2 de la ITC-RAT 12 se establecen las distancias mínimas entre fases en función de la tensión soportada a impulsos tipo rayo y para instalaciones con altitud inferior a 1000 m. En este caso:

Tensión más elevada para el material	Tensión soportada a impulso tipo rayo (Kv cr.)	Distancia mínima (mm)
145 kV	650	1300
36 kV	170	320

Tabla 13-2. Distancias mínimas entre fases

13.2.2 Distancias mínimas entre fases y tierra

En las tablas 1 y 2 de la ITC-RAT 12 se establecen las distancias mínimas entre fases en función de la tensión soportada a impulsos tipo rayo y para instalaciones con altitud inferior a 1000 m. En este caso:

Tensión más elevada para el material	Tensión soportada a impulso tipo rayo (Kv cr.)	Distancia mínima (mm)
145 kV	650	1300
36 kV	170	320

Tabla 13-3. Distancias mínimas entre fases y tierra

13.2.3 Distancias mínimas escogidas

Para el presente proyecto se han escogido las siguientes distancias de separación en el aire entre fase-fase y fase-tierra:

Distancia mínima	145 kV	36 kV
Fase-Fase en el aire (mm)	2500	800
Fase-Tierra en el aire (mm)	2000	800

Tabla 13-4. Distancias mínimas escogidas

Estas distancias mínimas de diseño resultan superiores a las exigidas por el reglamento.

13.3 Distancias a elementos en tensión

Se procede a calcular las distancias mínimas a los diferentes elementos de la subestación que se encuentren en tensión. Se establecerán las distancias de los pasillos y las distancias mínimas para garantizar zonas de protección contra contactos accidentales tanto en el interior como en el exterior de la instalación. Para ello se referirá constantemente a las ITC-RAT 15,14 y 12 que serán debidamente introducidas con su aparición.

13.3.1 Pasillos

Para establecer la altura mínima de los elementos en tensión al suelo, se hará referencia a la ITC-RAT 15: Instalaciones eléctricas de interior, apartado 4: Pasillos y zonas de protección.

Se exige una distancia mínima (en centímetros) entre los elementos en tensión no protegidos que se encuentran sobre los pasillos de:

$$H = 250 + d$$

Donde:

H: Altura mínima

d: Distancia expresada en centímetros de las tablas 1,2,3 de la ITC-RAT 12, esto es, los valores antes calculados.

En este caso se tiene:

Tensión más elevada para el material	d (cm)	H (cm)
145 kV	130	380
36 kV	32	282

Tabla 13-5. Distancias mínimas de elementos en tensión al suelo

Para el presente proyecto se fijan los siguientes valores de modo que las distancias mínimas sean verificadas:

Tensión más elevada para el material	145 kV	36 kV
Altura al eje del embarrado (cm)	430	340

Tabla 13-6. Distancias mínimas al suelo de elementos en tensión escogidas

En esta subestación no existe embarrado de media tensión ya que emplea conectores pfisterer, en cualquier caso, se ha expuesto aquí la altura mínima que sería considerada en el caso de existir.

En las zonas accesibles, la parte más baja de cualquier elemento aislante deben estar a una altura mínima de 230 cm. En el caso de que dicha altura sea inferior será necesario establecer sistemas de protección adicionales. A estos efectos se considera en tensión la línea de contacto del aislador con el zócalo o soporte, si éste se encuentra puesto a tierra. El diseño de la subestación verifica esta distancia mínima.

Para la anchura de los pasillos de servicio se adoptarán como mínimos los valores aportados en la ITC-15, la cual acude a la ITC-14 (apartado 6.1.1). Son los siguientes:

- a) Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado: 1.0 m
- b) Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados: 1.2 m
- c) Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un solo lado: 0.8 m
- d) Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados: 1.0 m

En cualquier otro caso la anchura de los pasillos de maniobra no será inferior a 1.0 m y la de los pasillos de inspección a 0.8 m.

13.3.2 Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto

En el apartado 4.2 de la ITC-RAT 15 se recogen las distancias mínimas a los elementos en tensión medidas en horizontal. Se tiene:

De los elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima:

$$B = d + 3$$

De los elementos en tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima:

$$C = d + 10$$

De los elementos en tensión a cierres de cualquier tipo con una altura que en ningún caso podrá ser inferior a 100 cm:

$$E = d + 30, \text{ con un mínimo de } 125 \text{ cm}$$

Donde:

d: Distancia expresada en centímetros de las tablas 1,2,3 de la ITC-RAT 12, estos son, los valores antes calculados

Para barreras no rígidas y enrejados los valores de las distancias de seguridad en el aire deben incrementarse para tener en cuenta cualquier posible desplazamiento de la barrera o enrejado. En este caso, los valores son:

Tensión más elevada para el material	d (cm)	B (cm)	C (cm)	E (cm)
145 kV	130	133	140	160
36 kV	32	39	42	125

Tabla 13-7. Distancias en interior de subestación contra contactos accidentales

En la subestación proyectada, existe un enrejado interior que separa la zona de la compañía de la zona de generador, situado en el nivel de tensión de 132 kV. Tiene una altura de 2.03 m, las distancias horizontales a los elementos en tensión que la rodean es superior a los valores mínimos establecidos en el RAT (C = 140 cm). Del mismo modo cumple con la altura fase-tierra (superior a 2 m.). Se puede consultar el plano 3: *Alzado general parque 132 kV*. Por último, se establece que la cuadrícula del enrejado será como máximo de 50 x 50 mm.

13.3.3 Zonas de protección contra contactos accidentales en el exterior del recinto

Por último, como refleja el apartado 4.3 de la ITC-RAT 15, para evitar los contactos accidentales desde el exterior del cierre del recinto de la instalación con los elementos en tensión, deberán existir entre éstos y el cierre una distancia mínima de seguridad medida en horizontal y en centímetros en función del tipo de cierre, que en este caso será un enrejado de altura superior a 220 cm. De este modo:

$$G = d + 150$$

Donde:

d: Distancia expresada en centímetros de las tablas 1,2,3 de la ITC-RAT 12, esto es, los valores antes calculados

De este modo:

Tensión más elevada para el material	d (cm)	G (cm)
145 kV	130	280
36 kV	32	182

Tabla 13-8. Distancias en exterior de subestación contra contactos accidentales

14 ANEXO C: CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE CABLES Y EMBARRADO

En el siguiente anexo se procede a calcular los cables de alta tensión, media tensión y los embarrados, verificando el cumplimiento de la legislación vigente.

14.1 Conductores desnudos de 132 kV

En esta sección se calcularán los conductores que unen los embarrados de 132 kV con los bornes de alta del transformador de potencia. Se presentan dos posibilidades a la hora de calcular la sección de estos conductores:

- Es común emplear la misma sección de conductor de la línea de entrada/salida a la subestación
- Mediante la intensidad máxima en condiciones normales que discurre por el lado de 132 kV del transformador

En este caso se opta por la segunda opción al no disponer de los datos de las líneas de entrada/salida que se consideraban fuera del contexto de este trabajo y que supondría la realización de otro proyecto. En caso de disponer de la sección de las líneas, si esta fuese superior a la calculada, se escogería dicho conductor para la interconexión de los elementos de alta tensión ya que supondrían unos márgenes de seguridad superiores a los aquí descritos, evitando cambios de secciones.

Para calcular los conductores de 132 kV se recurre a la ITC-LAT 07: Líneas aéreas con conductores desnudos. Como corriente de diseño, se empleará el valor de la corriente máxima que puede darse en condiciones normales en el lado de alta del transformador de potencia:

$$I_{diseño} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n^{132kV}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 174.95 \approx 175 \text{ A}$$

14.1.1 Intensidad máxima admisible de los conductores

Por motivos económicos los conductores seleccionados serán de aluminio con alma de acero, pudiendo haberse escogido cobre o una aleación de aluminio.

El conductor escogido, dejando un amplio margen de seguridad será el 147-AL1/34-ST1A (denominación antigua: LA180), cuyas características se muestran en la tabla siguiente:

Característica		94-AL1/22-ST1A
Sección aluminio (AL1)		147.3 mm ²
Sección acero (ST1A)		34.3 mm ²
Diámetro (Total)		17.5 mm
Sección total (Al1/ST1A)		181.6 mm ²
Composición	Alambres aluminio	30
	Alambres acero	7

Tabla 14-1. Características del conductor 147-AL1/34-ST1A

La tabla 11 del apartado 4 de la ITC-LAT 7 aporta la densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente. En este caso, se tabula la sección inmediatamente superior a la máxima que posee el conductor, esto es: 200 mm² a la cual le corresponde una densidad de corriente de 2.5 A/mm².

Al tratarse de un conductor de aluminio con alma de acero se tiene que aplicar un factor de corrección que tiene en cuenta la composición del conductor. En este caso, para una composición de 30 + 7 (Al + SS), se tiene un factor de corrección de 0.916.

De este modo, la máxima corriente en régimen permanente que puede circular por el conductor es:

$$I_{\max}^{R.P} = J \cdot f_1 \cdot S = 2.5 \cdot 0.916 \cdot 181.6 = 415.864 \text{ A} > I_{\text{diseño}} = 175 \text{ A}$$

Donde

J es la densidad de corriente en A/mm²

f_1 es el factor de corrección del conductor

S es la sección real del conductor en mm²

Como vemos, el conductor supera ampliamente nuestro valor de diseño.

14.1.2 Intensidad admisible en cortocircuito

Para el cálculo de la densidad de corriente máxima admisible en cortocircuito se hará uso del procedimiento dado por la UNE-EN 60865-1 en su apartado 7 tal y como se indica en el apartado 4.2.2.2 de la ITC-LAT 07.

Los criterios empleados para la aplicación del método son:

- Se desprecia el efecto pelicular del conductor
- Se supone lineal la relación entre la resistencia y la temperatura

- Se considera constante el calor específico del conductor
- El calentamiento es adiabático (no intercambia calor con su entorno)

La temperatura máxima recomendada para un conductor durante un cortocircuito viene dada por la tabla 6 de la UNE-EN 60865-1 apartado 7.3 según el tipo de conductor. En este caso se tomará el valor de 200 °C que es el recomendado para conductores desnudos de cobre, aluminio o aleaciones de aluminio.

En las condiciones de cortocircuito se debe cumplir que:

$$S_{th} \leq S_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

Donde

S_{th} es la densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito para un tiempo T_k

S_{thr} es la densidad de corriente soportada de corta duración para un tiempo T_{kr}

La figura 13 de la norma UNE indicada muestra los valores de S_{thr} para T_{kr} de 1 segundo y en el anexo A.11 de la citada norma se da la fórmula del cálculo de S_{thr} en función de T_{kr} , las características del conductor y las temperaturas iniciales y finales. Dicha fórmula es:

$$S_{thr} = \frac{1}{\sqrt{T_{kr}}} \cdot \sqrt{\frac{k_{20} \cdot c \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_e - 20)}{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_b - 20)} \right)}$$

Donde

k_{20} es la conductividad del material en $1/(\Omega \cdot m)$

c es el calor específico en $J/(Kg \cdot K)$

ρ es el peso específico en Kg/m^3

α_{20} es el coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura en $1/K$

θ_e es la temperatura final del cortocircuito en °C

θ_b es la temperatura al principio del cortocircuito en °C. Se supondrá de 85 °C, valor que indica la ITC-RAT 05 como máxima temperatura de servicio en régimen permanente.

Esta expresión arroja la densidad máxima de corriente que soporta un conductor en un tiempo para no sobrepasar cierta temperatura. Este valor será comparado con la densidad de corriente dada por el cociente entre la intensidad de cortocircuito trifásico que se tiene (mayor valor de cortocircuito) y la

sección del conductor. En el caso de conductores de aluminio reforzado con hilos de acero, solo se considerará la sección de aluminio.

En este caso:

$$\theta_e = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_b = 85 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$k_{20}^{Al} = 35 \cdot 10^6 \text{ } 1/(\Omega \cdot \text{m})$$

$$C_{20}^{Al} = 910 \text{ J/(Kg} \cdot \text{K)}$$

$$\rho^{Al} = 2700 \text{ Kg/m}^3$$

$$\alpha_{20}^{Al} = 0.00390 \text{ } 1/\text{K}$$

$$T_{kr} = 0.5 \text{ s}$$

Así pues, para el conductor de aluminio-acero se obtiene:

$$S_{thr} = \frac{1}{\sqrt{T_{kr}}} \cdot \sqrt{\frac{k_{20} \cdot c \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_e - 20)}{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_b - 20)} \right)} = \frac{1}{\sqrt{0.5}} \cdot \sqrt{\frac{35 \cdot 10^6 \cdot 910 \cdot 2700}{0.0039} \cdot \ln \left(\frac{1 + 0.0039 \cdot (200 - 20)}{1 + 0.0039 \cdot (85 - 20)} \right)} = 116.14 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2 = 116.14 \text{ A/mm}^2$$

Verificando el criterio indicado al comienzo del apartado:

$$S_{th} \leq S_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

$$S_{th} = \frac{I_{cc}}{S} = \frac{19.914 \cdot 10^3 \text{ A}}{181.6 \text{ mm}^2} = 109.66 \text{ A/mm}^2 \leq S_{thr}(0.5s) = 116.14 \text{ A/mm}^2$$

Por lo que el conductor soporta térmicamente el cortocircuito. El valor empleado de I_{cc} se puede encontrar en el apartado 2.3 de la memoria.

14.1.3 Efecto corona y perturbaciones radioeléctricas

En el apartado 4.3 de la ITC-LAT 7 se indica que para tensiones nominales superiores a 66 kV será necesario estudiar el comportamiento de los conductores al efecto corona. El efecto corona es un

fenómeno eléctrico que se produce por la ionización del fluido (aire) que rodea a un conductor por el cual circula una corriente. Se manifiesta en forma de halo luminoso, y gana importancia conforme mayor sea la tensión del conductor.

Para que no se produzca efecto corona en un conductor desnudo se debe cumplir que

$$U_n < U_c$$

Donde

U_c es la tensión crítica disruptiva, esto es, el valor de tensión por encima del cual el aire se ioniza

U_n es la tensión máxima de la red

Se procederá a calcular la tensión crítica disruptiva mediante la fórmula dada por F.W Peek:

$$U_c = V_t \cdot \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot n \cdot \ln\left(\frac{D}{r'}\right)$$

Donde

U_c es la tensión crítica disruptiva fase-fase en kV

V_t es la tensión crítica disruptiva fase-neutro en kV

m_c es el coeficiente de rugosidad, cuyo valor es 1 para hilos de superficie lisa, 0.93-0.98 para hilos oxidados o rugosos, 0.83-0.87 para cables.

m_t es el coeficiente meteorológico, siendo su valor 1 para tiempo seco, 0.8 para tiempo húmedo

r es el radio del conductor en cm

D es la distancia entre fases en cm

r' es un radio ficticio que depende del número de conductores por fase y que, en este caso, al solo tener un conductor por fase coincide con el radio del conductor en cm

n es el número de conductores por fase

δ es el factor de correlación de densidad del aire, función de la altura sobre el nivel del mar

$$\delta = \frac{3.921 \cdot P}{273 + \vartheta}$$

Con

ϑ : temperatura en grados centígrados correspondiente a la altitud del punto considerado.

P: presión barométrica en cm de columna de mercurio. Este valor se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P = P_0 \cdot e^{-\frac{\mu \cdot g \cdot y}{R \cdot T}}$$

Donde

P_0 es la presión barométrica a nivel del mar (76 cm Hg)

μ es la masa molar del aire terrestre (0.0289644 Kg/mol)

g es la aceleración de la gravedad terrestre (9.80665 m/s²)

y es la altitud en m

R es la constante universal de gas para el aire (8.31432 N·m/(mol·K))

T es la temperatura del aire en Kelvin

Para las condiciones de esta instalación:

$$\vartheta = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$y = 46 \text{ m}$$

$$P = P_0 \cdot e^{-\frac{\mu \cdot g \cdot y}{R \cdot T}} = 76 \cdot e^{-\frac{0.0289644 \cdot 9.80665 \cdot 46}{8.314432 \cdot (40 + 273.15)}} = 75.62 \text{ cm Hg}$$

$$\delta = \frac{3.921 \cdot 75.62}{273 + 40} = 0.947$$

En el caso de esta instalación se tiene:

$$D = 250 \text{ cm}$$

$$r = 0.875 \text{ cm}$$

$$m_c = 0.85$$

$$m_t = 1$$

De este modo, la tensión crítica disruptiva es:

- Para tiempo seco:

$$U_c = V_t \cdot \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right) = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot 0.85 \cdot 0.947 \cdot 1 \cdot 0.875 \cdot \ln\left(\frac{250}{0.875}\right) = 145.37 \text{ kV}$$

Se cumple para este conductor que:

$$U_n = 145 \text{ kV} < U_c = 145.37 \text{ kV}$$

- Para tiempo húmedo:

$$U_c = V_t \cdot \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right) = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot 0.85 \cdot 0.947 \cdot 0.8 \cdot 0.875 \cdot \ln\left(\frac{250}{0.875}\right) = 116.295 \text{ kV}$$

$$U_n = 145 \text{ kV} > U_c = 116.295 \text{ kV}$$

Como se observa en condiciones de tiempo húmedo a una temperatura de 40 °C U_n es mayor que U_c . Lo que ocurre es que en estas condiciones de tiempo húmedo normalmente la temperatura es mucho menor. Para una temperatura de 7 °C se tendría:

$$P = P_0 \cdot e^{\frac{\mu \cdot g \cdot y}{R \cdot T}} = 76 \cdot e^{\frac{0.0289644 \cdot 9.80665 \cdot 46}{8.314472 \cdot (7 + 273.15)}} = 75.57 \text{ cm Hg}$$

$$\delta = \frac{3.921 \cdot 75.57}{273 + 7} = 1.058$$

$$U_c = V_t \cdot \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right) = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot 0.85 \cdot 1.058 \cdot 0.8 \cdot 0.875 \cdot \ln\left(\frac{250}{0.875}\right) = 129.926 \text{ kV}$$

Como se observa bajo estas condiciones el valor de la tensión crítica disruptiva es próximo al valor nominal del sistema (132 kV) pero sigue siendo inferior a la tensión máxima del sistema (145 kV). Dada la situación geográfica de las instalaciones donde el tiempo es predominantemente seco y por tanto se dará la primera de las condiciones descritas, no se justifica el cambio del diseño del parque por los resultados obtenidos, considerando que el análisis es válido y puntualizando que bajo ciertas condiciones de atmosféricas de humedad y temperatura podría producirse efecto corona.

14.2 Cables de potencia de 30 kV

14.2.1 Cables de potencia del transformador

Del secundario del transformador de potencia parten 2 circuitos, uno destinado a la creación del neutro ficticio y la posterior resistencia de puesta a tierra y otro destinado a transportar la energía que le llega desde el parque fotovoltaico. Como intensidad de diseño se elige la del secundario del transformador en base a su potencia y se verificará que la sección cumple para el neutro de modo que todos los cables sean homogéneos.

Para el cálculo de los cables aislados de 30 kV, se recurre a la ITC-LAT 06: Líneas subterráneas con cables aislados. La intensidad de diseño es:

$$I_{\text{diseño}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n^{30\text{kV}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 769.8 \approx 770 \text{ A}$$

Inmediatamente a la salida del transformador se encuentra un tramo de cables directamente al aire que entran en las canalizaciones. Al ser más restrictivas las condiciones de los cables en canalizaciones, se calculará para estas condiciones, cumpliéndose de este modo el tramo de cables aislados directamente al aire.

14.2.1.1 Intensidad máxima admisible de los cables

Las condiciones para esta instalación de media tensión son:

Instalación	Al aire en canales o galerías
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Temperatura de servicio permanente	90 °C
Temperatura de cortocircuito (t ≤ 5s)	250 °C
Material	Aluminio

Tabla 14-2. Condiciones instalación para cables 30 kV

Teniendo en cuenta la intensidad de diseño que tiene la instalación, según la tabla 13 de la ITC-LAT 6 (apartado 6.1.3.1: Condiciones tipo de instalación al aire) una primera aproximación sería instalar cuatro ternas de cables unipolares de sección 240 mm², tres de ellas destinadas a la conexión con las celdas y una para el circuito del neutro. Cada cable puede transportar en régimen permanente una corriente de 455 A. Se elige esta sección por dos motivos:

- Es una sección típica de fabricantes, con lo que el precio de esta sería inferior a una sección menor por su fabricación en masa.
- Mayorada con objeto de tener en cuenta los factores de corrección que se especificarán a continuación.

- Temperatura ambiente:

Se considerará que la temperatura será de 40 °C por tanto el factor de corrección a aplicar es (tabla 14, apartado 6.1.3.2.1): $f_1=1$

- Agrupaciones de cables:

Los cables estarán en contacto entre sí, dispuestos en la canalización, de modo que según la tabla 19 (apartado 6.1.3.2.3), se tendrá que aplicar un factor de corrección de $f_2=0.68$

14.2.1.2 Intensidad máxima admisible corregida

Con 4 ternas de cables unipolares de aluminio con aislamiento XLPE de sección 240 mm², puede circular una corriente de:

$$I_0 = 455 \cdot 4 = 1820 \text{ A} > I_{\text{diseño}} = 770 \text{ A}$$

Aplicando los factores de corrección:

$$I_0' = I_0 \cdot f_1 \cdot f_2 = 1820 \cdot 1 \cdot 0.68 = 1237.6 \text{ A} > I_{\text{diseño}} = 770 \text{ A}$$

Por lo que se cumple el criterio de intensidad máxima admisible.

En el caso del circuito del neutro, por un solo cable podría circular una corriente de

$$I_{20} = 455 \cdot 0.68 = 309.4 \text{ A} > 300 \text{ A}$$

300 A es el valor máximo al que limita la resistencia de puesta a tierra en caso de falta, por lo que el cable en el caso más desfavorable resistiría esta corriente.

14.2.1.3 Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los cables

La densidad de corriente se calcula de acuerdo con las temperaturas especificadas en la tabla 5 de la ITC-LAT 06, considerando como temperatura inicial la máxima asignada al cable para servicio permanente y como temperatura final la máxima asignada para cortocircuitos de duración inferior a 5 segundos. En el cálculo se considera que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático).

La ITC-LAT 06 en sus tablas 25 y 26 da los valores de densidad de corriente máxima admisible en función del tipo de aislamiento, tipo de conductor y duración del cortocircuito.

En este caso para un conductor de aluminio, aislamiento XLPE y duración del cortocircuito de 0.5 segundos, se tiene que la densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito será de 133 A/mm², según la tabla 26.

Se debe cumplir que (para una corriente de cortocircuito de diseño de 10 kA):

$$J_{\text{cond}}^{\text{cortocircuito}} = \frac{I_{\text{cc}}^{\text{diseño}}}{S} = \frac{10000}{4 \cdot 240 \text{ mm}^2} = 10.42 \text{ A/mm}^2 < J_{\text{máx}}^{\text{cortocircuito}} = 133 \text{ A/mm}^2$$

Por tanto, el conductor elegido cumple el criterio de cortocircuito.

14.2.2 Cables de potencia de servicios auxiliares

En el caso de los cables que parten de la celda del transformador de servicios auxiliares hasta el transformador de servicios auxiliares, se tiene la siguiente intensidad de diseño, calculada en base a la potencia nominal de este transformador:

$$I_{\text{diseño}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n^{30kV}} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 0.96 \approx 1 \text{ A}$$

14.2.2.1 Intensidad máxima admisible de los cables

Las condiciones de esta instalación de media tensión son:

Instalación	Al aire en canales o galerías
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Temperatura de servicio permanente	90 °C
Temperatura de cortocircuito ($t \leq 5s$)	250 °C
Material	Aluminio

Tabla 14-3. Condiciones instalación cables SSAA

Teniendo en cuenta la intensidad de diseño, según la tabla 13 de la ITC-LAT 6 (apartado 6.1.3.1: Condiciones tipo de instalación al aire) se elige la sección mínima: 25 mm² permitiendo la circulación de una corriente de hasta 120 A. Se calcularán las condiciones a las que se somete el cable y se comprobará si con esta sección es suficiente. En cualquier caso, es conveniente matizar que las distribuidoras (en el caso que ocupa, se pone de ejemplo a Endesa), imponen una sección mínima, por ejemplo 95 mm². En cualquier caso, se calculará para una sección de 25 mm² y se comentará el resultado obtenido. Los factores de corrección a aplicar son:

- Temperatura ambiente:

Considerando que la temperatura será de 40 °C por tanto el factor de corrección a aplicar es (tabla 14, apartado 6.1.3.2.1): $f_1=1$

- Agrupaciones de cables:

Los cables estarán en contacto entre sí, dispuestos en la canalización, de modo que según la tabla 19 (apartado 6.1.3.2.3), se tendrá que aplicar un factor de corrección de $f_2=0.95$, teniendo en cuenta que no discurren junto a los de las celdas de media tensión.

14.2.2.2 Intensidad máxima admisible corregida

Aplicando los factores de corrección:

$$I_0' = I_0 \cdot f_1 \cdot f_2 = 120 \cdot 1 \cdot 0.95 = 114 \text{ A} > I_{\text{diseño}} = 1 \text{ A}$$

Por lo que se cumple el criterio de intensidad máxima admisible.

14.2.2.3 Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los cables

En este caso para un cable de aluminio, aislamiento XLPE y duración del cortocircuito de 0.5 segundos, se tiene que la densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito será de 133 A/mm², según la tabla 26.

Se debe cumplir que (para una corriente de cortocircuito de diseño de 25 kA):

$$J_{\text{cond}}^{\text{cortocircuito}} = \frac{I_{\text{cc}}^{\text{diseño}}}{S} = \frac{10000}{25 \text{ mm}^2} = 400 \text{ A/mm}^2 > J_{\text{máx}}^{\text{cortocircuito}} = 133 \text{ A/mm}^2$$

Por tanto, el cable elegido no cumpliría el criterio de cortocircuito. Con este cálculo se refleja que en determinadas condiciones no es suficiente el criterio térmico, siendo predominante el criterio de cortocircuito. Eligiendo una sección de 95 mm² se obtiene:

$$J_{\text{cond}}^{\text{cortocircuito}} = \frac{I_{\text{cc}}^{\text{diseño}}}{S} = \frac{10000}{95 \text{ mm}^2} = 105.26 \text{ A/mm}^2 < J_{\text{máx}}^{\text{cortocircuito}} = 133 \text{ A/mm}^2$$

Con lo que el conductor cumple el criterio de cortocircuito, cumpliendo también el criterio térmico.

14.3 Cálculos eléctricos de los embarrados de 132 kV

En este apartado se procederá a calcular los embarrados de tensión 132 kV, de acuerdo a la legislación vigente. Se considera una corriente de diseño de 1250 A, siendo esta la menor corriente nominal asociada a la aparamenta de alta tensión, teniendo en cuenta por tanto la circulación de corriente que pueda darse por las líneas de entrada/salida. Para la corriente de cortocircuito se seguirá el mismo criterio, asegurando de este modo la máxima del sistema (apartado 2.3 de la memoria)

Los datos necesarios de la instalación para el cálculo del embarrado son los siguientes:

Tensión nominal	132 kV
Intensidad nominal	1250 A
Intensidad permanente cortocircuito	31.5 kA
Duración del cortocircuito	1 s
Intensidad nominal de corta duración	31.5 kA
Distancia entre apoyos	1000 cm
Separación entre fases	250 cm

Tabla 14-4. Características instalación para embarrados

Los datos asociados al conductor seleccionado son:

Material del conductor	Aluminio
Peso	9.33 Kg/m
Densidad máxima de corriente	1.61 A/mm ²
Diámetro exterior	120 mm
Diámetro interior	100 mm
Espesor	10 mm
Sección	3455.75 mm ²
Momento de inercia	527 cm ⁴
Momento resistente	87.83 cm ³
Módulo de Young	70000 N/mm ²
Límite de fluencia mínimo	1600 kg/cm ²

Tabla 14-5. Características del tubo de aluminio 120/100 mm

14.3.1 Intensidad máxima admisible de los conductores

En primer lugar, se comprobará que la densidad de corriente no supera el valor máximo asociado al conductor (valor dado por el fabricante).

$$J_{conductor} = \frac{I_{diseño}^{132kV}}{S} = \frac{1250A}{3455.75 \text{ mm}^2} = 0.36 \text{ A/mm}^2 < J_{max} = 1.61 \text{ A/mm}^2$$

14.3.2 Intensidad admisible en cortocircuito

Para el cálculo de la densidad de corriente máxima admisible en cortocircuito se hará uso del procedimiento dado por la UNE-EN 60865-1 en su apartado 7 tal y como se indica en el apartado 4.2.2.2 de la ITC-LAT 7. Se seguirá el mismo procedimiento que en el apartado 14.1.2.

La temperatura máxima recomendada para un conductor durante un cortocircuito viene dada por la tabla 6 de la UNE-EN 60865-1 apartado 7.3 según el tipo de conductor. En este caso se tomará el valor de 200 °C que es el recomendado para conductores desnudos de cobre, aluminio o aleaciones de aluminio.

En las condiciones de cortocircuito se debe cumplir que

$$S_{th} \leq S_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

Donde

S_{th} Es la densidad de corriente térmica equivalente de cortocircuito para un tiempo T_k

S_{thr} Es la densidad de corriente soportada de corta duración para un tiempo T_{kr}

La figura 13 de la norma UNE indicada muestra los valores de S_{thr} para T_{kr} de 1 segundo y en el anexo A.11 de la citada norma se da la fórmula del cálculo de S_{thr} en función de T_{kr} , las características del conductor y las temperaturas iniciales y finales. Dicha fórmula es:

$$S_{thr} = \frac{1}{\sqrt{T_{kr}}} \cdot \sqrt{\frac{k_{20} \cdot c \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_e - 20)}{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_b - 20)} \right)}$$

Donde

k_{20} es la conductividad en $1/(\Omega \cdot m)$

c es el calor específico en $J/(Kg \cdot K)$

ρ es el peso específico en Kg/m^3

α_{20} es el coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura en $1/K$

θ_e es la temperatura final del cortocircuito en °C

θ_b es la temperatura al principio del cortocircuito en °C. Se supondrá 85 °C, valor que indica la ITC-RAT 05 como máxima temperatura de servicio en régimen permanente.

Esta expresión da la densidad máxima de corriente que soporta un conductor en un tiempo para no sobrepasar cierta temperatura. Este valor será comparado con la densidad de corriente dada por el cociente entre la intensidad de cortocircuito que se tiene y la sección del conductor

En este caso se tiene:

$$\theta_e = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_b = 85 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$k_{20}^{Al} = 35 \cdot 10^6 \text{ } 1/(\Omega \cdot \text{m})$$

$$C_{20}^{Al} = 910 \text{ J}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

$$\rho^{Al} = 2700 \text{ Kg}/\text{m}^3$$

$$\alpha_{20}^{Al} = 0.00390 \text{ } 1/\text{K}$$

$$T_{kr} = 0.5 \text{ s}$$

Así pues, para el conductor de aluminio se obtiene:

$$S_{thr} = \frac{1}{\sqrt{T_{kr}}} \cdot \sqrt{\frac{k_{20} \cdot c \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_e - 20)}{1 + \alpha_{20} \cdot (\theta_b - 20)} \right)} = \frac{1}{\sqrt{0.5}} \cdot \sqrt{\frac{35 \cdot 10^6 \cdot 910 \cdot 2700}{0.0039} \cdot \ln \left(\frac{1 + 0.0039 \cdot (200 - 20)}{1 + 0.0039 \cdot (85 - 20)} \right)} = 116.14 \cdot 10^6 \text{ A}/\text{m}^2 = 116.14 \text{ A}/\text{mm}^2$$

Verificando el criterio indicado al comienzo del apartado:

$$S_{th} \leq S_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

$$S_{th} = \frac{I_{cc}}{S} = \frac{31.5 \cdot 10^3 \text{ A}}{3455.75 \text{ mm}^2} = 9.12 \text{ A}/\text{mm}^2 \leq S_{thr}(0.5s) = 116.14 \text{ A}/\text{mm}^2$$

Por lo que el conductor soporta térmicamente el cortocircuito.

14.3.3 Efecto corona y perturbaciones radioeléctricas

En el apartado 4.3 de la ITC-LAT 7 se indica que para tensiones nominales superiores a 66 kV será necesario estudiar el comportamiento de los conductores al efecto corona.

Para que no se produzca efecto corona en un conductor desnudo se debe cumplir que

$$U_n < U_c$$

Donde

U_c es la tensión crítica disruptiva

U_n es la tensión máxima de la red

De nuevo, procederemos a calcular la tensión crítica disruptiva mediante la fórmula dada por F.W Peek:

$$U_c = V_t \cdot \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right)$$

En este caso los valores de aplicación son:

$$D = 250 \text{ cm}$$

$$r = 3.32 \text{ cm}$$

$$m_c = 1 \text{ (conductor liso)}$$

$$\delta = 0.947 \text{ (a } 40^\circ\text{C)}$$

De este modo, la tensión crítica disruptiva es:

- Para tiempo seco:

$$\begin{aligned} U_c &= V_t \cdot \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right) = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 0.947 \cdot 1 \cdot 3.32 \cdot \ln\left(\frac{250}{3.32}\right) = \\ &= 495.89 \text{ kV} \end{aligned}$$

Se cumple para este conductor que:

$$U_n = 145 \text{ kV} < U_c = 495.89 \text{ kV}$$

- Para tiempo húmedo (a 40 °C)

$$U_c = V_t \cdot \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \ln\left(\frac{D}{r}\right) = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 0.947 \cdot 0.8 \cdot 3.32 \cdot \ln\left(\frac{250}{3.32}\right) = 396.71 \text{ kV}$$

Se cumple para este conductor que:

$$U_n = 145 \text{ kV} < U_c = 396.71 \text{ kV}$$

Se puede concluir que no es previsible la aparición de efecto corona en los embarrados de 132 kV.

14.4 Cálculos electromecánicos sobre embarrados y aisladores de 132 kV

La norma UNE-En 60865-1 en su apartado 5 expone un método de cálculo para determinar los esfuerzos electromecánicos que deben soportar los conductores rígidos y los soportes que los sustentan. A continuación, se procederá a desarrollar de manera teórica los cálculos justificativos sobre el embarrado y aisladores y posteriormente se comprobarán los márgenes de seguridad.

14.4.1 Esfuerzo sobre los conductores

14.4.1.1 Fuerza electromagnética de cortocircuito

El valor de pico de la fuerza electromagnética entre los conductores de un embarrado por los conductores dispuestos en el mismo plano se produce sobre el conductor central y viene dada por:

$$F_{m3} = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_p^2 \cdot \frac{l}{a_m}$$

Donde

F_{m3} es el valor de pico de la fuerza electromagnética en un cortocircuito trifásico en N.

μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío $4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \text{ N/A}^2$

i_p es el valor de cresta de la corriente de cortocircuito en A

l es la distancia entre ejes de soportes adyacentes, en m

a_m es la distancia equivalente entre conductores principales, en m.

14.4.1.2 Valor de cresta de la corriente de cortocircuito

El valor de cresta de la corriente de cortocircuito para un cortocircuito trifásico equilibrado se puede determinar según la UNE-EN 60909-0 mediante la expresión:

$$i_{p3} = k \cdot \sqrt{2} \cdot i_{p3}''$$

Donde

K es el factor de simetría, que depende de la red y vamos a suponerlo 1,8

i_{p3}'' es el valor de la corriente de cortocircuito simétrica inicial que viene dada por:

$$i_{p3}'' = c \cdot i_{cc}$$

Con

C es el factor de tensión, que se considerará de 1.1 según la tabla 1 de la UNE-EN 60909-0 para tensiones superiores a 35 kV

i_{cc} es la intensidad de cortocircuito máxima

14.4.1.3 Esfuerzo sobre el conductor durante el cortocircuito

El valor del esfuerzo sobre el conductor durante el cortocircuito se puede calcular como:

$$\sigma_m = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \cdot \frac{F_m \cdot l}{8 \cdot W_m}$$

Donde

σ_m es el esfuerzo sobre el conductor en N/m^2

$V_{\sigma m}$ y V_{rm} son factores que tienen en cuenta los fenómenos dinámicos y se obtienen de la tabla 2 de la UNE-EN 660865-1

β es un factor dependiente del tipo y número de soportes y se obtiene de la tabla 3 de la UNE-EN 660865-1

W_m es el módulo de sección del conductor en m^3

14.4.1.4 Tensión admisible sobre el conductor

La tensión admisible sobre el conductor se determina con la expresión

$$\sigma_{adm} = q \cdot f_y$$

Donde

f_y es la tensión mecánica correspondiente al límite elástico (g-límite elástico)

q es un factor que tiene en cuenta el comportamiento plástico del conductor en función de su forma. Su expresión viene dada por la tabla 4 de la UNE-EN 60865-1, que para tubos es:

$$q = 1.7 \cdot \frac{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^4}$$

Donde

t es el espesor del tubo, en m

D es el diámetro exterior del tubo, en m

14.4.1.5 Coeficiente de seguridad del conductor

Se debe comprobar que el esfuerzo sobre el conductor es menor que la tensión admisible del mismo

$$\sigma_m \leq \sigma_{adm}$$

O lo que es lo mismo, verificar que el coeficiente de seguridad es mayor que uno

$$\text{Coeficiente de seguridad} = \frac{\sigma_{adm}}{\sigma_m} \geq 1$$

14.4.2 Esfuerzo sobre los aisladores de apoyo

Los esfuerzos que son transmitidos a los aisladores de apoyo y estos deben soportar son

- En el plano horizontal

- Fuerza electromecánica de cortocircuito
- Fuerza de viento

- En el plano vertical
 - Peso del conductor
 - Sobrecarga de hielo

Así pues, se tiene:

$$F_{aislador} = \sqrt{(F_{peso} + F_{hielo})^2 + (F_{cortoc} + F_{viento})^2}$$

14.4.2.1 Fuerza debida al cortocircuito

La fuerza que las corrientes de cortocircuito producen sobre el conductor se pueden calcular como:

$$F_{cortoc} = V_F \cdot V_{rm} \cdot \alpha \cdot F_m$$

Donde

F_{cortoc} es la fuerza estática equivalente sobre los aisladores de apoyo

V_F y V_{rm} son factores que se obtienen de la tabla 2 de la UNE-EN 60865-1

α es un factor que depende del tipo y número de soportes y se obtiene de la tabla 3 de la UNE-EN 60865-1

14.4.2.2 Fuerza debida al viento

La fuerza debida al viento sobre una superficie cilíndrica se puede calcular como:

$$F_{viento} = q \cdot A_{pol}$$

Donde

A_{pol} es el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento

Q es la presión del viento

$$q = 70 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 (daN / m^2)$$

Con V_v la velocidad del viento en km/h

14.4.2.3 Fuerza debida al peso propio del conductor

La fuerza debida al peso del conductor se puede calcular como:

$$F_{\text{peso}} = p \cdot g \cdot l_{\text{cond}}$$

Donde

p es el peso del conductor en kg/m

g es la gravedad en m/s^2

l_{cond} es la longitud del conductor, en m

14.4.2.4 Fuerza debida al hielo

La ITC-LAT 07 establece tres zonas a efectos de considerar sobrecargas de hielo, en este caso la subestación se sitúa en la Zona A por estar a menos de 500 metros sobre el nivel del mar. Así pues:

$$F_{\text{hielo}} = 0$$

14.4.2.5 Coeficiente de seguridad del aislador

Se deberá comprobar que el esfuerzo al que está sometido el aislador es menor que la carga de rotura a flexión.

14.4.3 Cálculos electromecánicos del embarrado y apoyos de 132 kV

El embarrado es de tubo de aluminio 120/100. Los datos necesarios para el cálculo electromecánico son:

$$\text{Diámetro exterior} = D_{\text{ext}} = d = 0.12 \text{ m}$$

$$\text{Diámetro interior} = D_{\text{int}} = 0.1 \text{ m}$$

$$\text{Espesor} = t = 0.01 \text{ m}$$

$$\text{Límite de fluencia mínimo} = 1600 \text{ kg/cm}^2 = 1.6 \cdot 10^7 \text{ kg/m}^2$$

$$\text{Peso} = p = 9.33 \text{ kg/m}$$

$$\text{Módulo de sección del conductor} = W_m = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{0.12^4 - 0.1^4}{0.12} = 8.78 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3$$

$$\text{Área proyectada plano normal} = A_{pol} = D_{ext} \cdot l = 0.12 \cdot 10 = 1.2 \text{ m}^2$$

Los parámetros dimensionales según la disposición proyectada son para el vano central:

$$l = 10 \text{ m}$$

$$a_m = 2.5 \text{ m}$$

$$\alpha = \alpha_{aislador_externo} = \alpha_{aislador_central} = 0.5$$

$$\beta = 0.73$$

$$V_{\sigma m} \cdot V_{rm} = 1$$

$$V_F \cdot V_{rm} = 1.685$$

Las condiciones del viento son

$$V_v = 120 \text{ km/h}$$

Para la intensidad de cortocircuito por la fase en 132 kV se mantendrá el criterio empleado en el cálculo eléctrico de los apartados anteriores por lo que:

$$i_{cc} = 31000 \text{ A}$$

$$i_{p3}'' = c \cdot i_{cc} = 1.1 \cdot 31000 = 34100 \text{ A}$$

$$i_{p3} = k \cdot \sqrt{2} \cdot i_{p3}'' = 1.8 \cdot \sqrt{2} \cdot 34100 = 86804.43 \text{ A}$$

$$F_{m3} = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_p^2 \cdot \frac{l}{a_m} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 86804.43^2 \cdot \frac{10}{2.5} = 5220.407 \text{ N}$$

$$\sigma_m = V_{\sigma m} \cdot V_{rm} \cdot \beta \cdot \frac{F_m \cdot l}{8 \cdot W_m} = 1 \cdot 0.73 \cdot \frac{5220.41 \cdot 2.5}{8 \cdot 8.78 \cdot 10^{-6}} = 13.564 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2 = 13564 \text{ N/cm}^2$$

$$q = 1.7 \cdot \frac{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^4} = 1.7 \cdot \frac{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{0.01}{0.12}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{0.01}{0.12}\right)^4} = 1.38$$

$$\sigma_{adm} = q \cdot f_y = 1.38 \cdot 9.8 \cdot 1.600 \cdot 10^7 = 21.64 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2 = 21640 \text{ N/cm}^2$$

Con estos valores se obtiene para el conductor:

$$\text{Coeficiente de seguridad} = \frac{\sigma_{adm}}{\sigma_m} = \frac{21640}{13564} = 1.59 \geq 1$$

Los esfuerzos a los que se someten los aisladores de apoyo son:

$$F_{cortoc} = V_F \cdot V_{rm} \cdot \alpha \cdot F_m = 1.685 \cdot 0.5 \cdot 5220.407 = 4398.193 \text{ N}$$

$$F_{viento} = 700 \cdot \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 \cdot A_{pol} = 700 \cdot \left(\frac{120}{120}\right)^2 \cdot 1.2 = 840 \text{ N}$$

$$F_{peso} = p \cdot g \cdot l_{cond} = 9.33 \cdot 9.803 \cdot 2.5 = 228.65 \text{ N}$$

$$F_{hielo} = 0$$

$$F_{aislador} = \sqrt{(F_{peso} + F_{hielo})^2 + (F_{cortoc} + F_{viento})^2} = \sqrt{(228.65 + 0)^2 + (4398.193 + 840)^2} = 5243.18 \text{ N}$$

Los aisladores de apoyos serán de tipo C6-650 lo que supone una carga de rotura a flexión de 6000 N, que haciendo el cociente con $F_{aislador}$ se obtiene $1.144 > 1$.

14.4.4 Flecha en el conductor rígido

Por último, se comprobará que la flecha máxima originada en el conductor rígido no supera el valor reglamentario. Se calculará la flecha debida al peso propio como una viga simple apoyada en la que la flecha máxima se calcula mediante la siguiente expresión:

$$f_{\max} = \frac{p \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot I}$$

Comprobando que se cumple que:

$$f_{\max} \leq \frac{l}{300}$$

Donde

p es el peso específico del conductor en kg/m

l es la longitud del vano, en m

E es el módulo de elasticidad

I es el momento de inercia

En el caso del tubo de aluminio 120/100 se tiene:

$$p = 0.0933 \text{ kg/cm}$$

$$l = 1000 \text{ cm}$$

$$E = 7 \cdot 10^6 \text{ Kg/cm}^2$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4) = \frac{\pi}{64} \cdot (12^4 - 10^4) = 526.74 \text{ cm}^4$$

De este modo se obtiene:

$$f_{\max} = \frac{p \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot I} = \frac{0.0933 \cdot 1000^4}{384 \cdot 7 \cdot 10^6 \cdot 526.74} = 0.066 \text{ cm}$$

Se cumple que

$$f_{\max} = 0.066 \text{ cm} \leq \frac{l}{300} = \frac{1000}{300} = 3.33 \text{ cm}$$

15 ANEXO D: PROTECCIÓN FRENTE A SOBRETENSIONES

15.1 Selección de Autoválvulas

En el presente apartado, se definirán las características que deben cumplir los pararrayos-autoválvulas que se procederán a instalar en la subestación, en ambos niveles de tensión, tomando como base el documento UNE-EN 60099 y siguiendo el siguiente esquema:

- Paso 1: Determinar la tensión de servicio continuo (U_c) en función de la tensión de servicio más elevada de la red.
- Paso 2: Determinar la tensión asignada (U_r) en función de las sobretensiones temporales.
- Paso 3: Seleccionar la corriente nominal de descarga y la clase de descarga de la línea.
- Paso 4: Seleccionar la línea de fuga.
- Paso 5: Comprobar los márgenes de protección.

Como viene siendo costumbre en el presente trabajo, se irá desarrollando cada punto en los sucesivos apartados.

15.1.1 Nivel de aislamiento

De acuerdo a la ITC 04 e ITC 12 los niveles nominales de aislamiento para la aparamenta son:

Nivel de tensión	132 kV	30 kV
Tensión nominal (kV ef.)	132	30
Tensión más elevada para el material (kV ef.)	145	36
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cr.)	650	170
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)	275	70
Tensión más elevada en la red (kV ef.)	145	36

Tabla 15-1. Niveles de aislamiento en 132 kV y 30 kV (Autoválvulas)

15.1.2 Paso 1: Determinación de la tensión de servicio continuo (U_c)

U_c es el valor máximo admisible de tensión a frecuencia industrial sinusoidal que puede aplicarse de forma permanente entre los bornes del pararrayos.

Éste debe ser capaz de soportar la tensión máxima de la red en condiciones normales de explotación. Por tanto, el valor de U_c tiene que ser mayor que el valor de la tensión máxima del sistema (U_s).

Para el lado de 132 kV, con eliminación automática de los defectos a tierra se tiene:

$$U_c \geq 1.05 \cdot \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

Para el lado de 30 kV, con reactancia de puesta a tierra, se tiene:

$$U_c \geq 1.05 \cdot U_s$$

Donde el factor de corrección de 1.05 se aplica para tener en cuenta la presencia de armónicos de tensión en la red.

Efectuando los cálculos:

Nivel de tensión	U_s (kV)	U_c (kV)
30 kV	36	≥ 37.8
132 kV	145	≥ 87.90

Tabla 15-2. Tensión de servicio continuo (autoválvulas)

15.1.3 Paso 2: Determinación de la tensión asignada (U_r)

La tensión asignada de un pararrayos debe elegirse en función de las sobretensiones temporales de la red previstas en su lugar de instalación (y no con la tensión aplicada de forma permanente como suele ser usual en los equipos de alta tensión), teniendo en cuenta sus amplitudes y duraciones. Un pararrayo es capaz de limitar las sobretensiones transitorias de frente rápido o lento, pero no sucede así con las temporales, y debe ser capaz de soportarlas hasta que sean despejadas por las protecciones convencionales.

Se define como la capacidad del pararrayos de soportar sobretensiones temporales (TOV) como el valor eficaz de la máxima sobretensión temporal a frecuencia industrial que es capaz de soportar entre sus terminales durante un tiempo determinado.

Los fabricantes suelen aportar gráficas de la variación de TOV para distintos valores de tiempo.

Se cumple que:

- a) La tensión asignada del pararrayos tiene que ser menor que TOV para 10 segundos

$$U_r \leq TOV(10s)$$

- b) La capacidad para soportar sobretensiones temporales durante 10 segundos debe ser superior a la sobretensión temporal representativa equivalente para 10 segundos,

$$TOV(10s) \geq U_{eq}$$

donde U_{eq} viene definida según la norma UNE como:

$$U_{eq} = U_t \cdot \left(\frac{T_t}{10} \right)^{md}$$

donde:

U_t : Amplitud de la sobretensión temporal representativa

U_{eq} : Amplitud de la sobretensión temporal representativa equivalente de 10 s de duración

md: Coeficiente del exponente que caracteriza la curva sobretensión-duración del pararrayo que, según el diseño del mismo, varía entre 0.018 y 0.022, siendo frecuente el uso del valor medio (0.02)

Esta fórmula es válida para sobretensiones con una duración entre 0.1 y 100 segundos.

Las sobretensiones temporales más relevantes son las debidas a defectos a tierra y las debidas a pérdidas de carga. En redes de hasta 220 kV es habitual considerar que las sobretensiones temporales son originadas por faltas a tierra ya que suelen ser las que producen los valores más elevados. Lo que ocurre al producirse una falta a tierra es que se produce una elevación de la tensión a tierra de las otras dos fases sanas, que cuando el neutro está aislado o puesto a tierra por medio de una impedancia, pueden alcanzar valores iguales a la máxima entre fases. Con neutros rígidos a tierra, las sobretensiones no alcanzan valores superiores al 140 % de la tensión máxima. En redes con eliminación automática de la falta a tierra, este tiempo no es superior a 1 segundo mientras que en redes con neutro aislado o con reactancia de puesta a tierra, la duración del defecto a tierra no suele ser superior a 10 segundos.

Para el cálculo de U_t se hará uso de la siguiente expresión:

$$U_t = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}}$$

Donde:

U_s : tensión máxima del sistema.

K =factor de falta o defecto a tierra

El valor del factor k depende del tipo de conexión a neutro que tenga el sistema y sus valores representativos para redes de hasta 220 kV son:

Conexión del neutro	k
Neutro rígido a tierra	$k \leq 1.4$
Neutro no rígido a tierra (a través de impedancia)	$1.4 \leq k \leq 1.73$
Neutro aislado	$1.73 \leq k \leq 1.9$

Tabla 15-3. Valores del factor de falta o defecto a tierra

Así, conocido el tipo de conexión a neutro del sistema y el tiempo máximo de actuación de las protecciones, se puede calcular U_{eq} y con ello el valor mínimo de TOV(10s):

$$TOV(10s) \geq U_{eq} = U_t \cdot \left(\frac{T_t}{10}\right)^{md} = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{T_t}{10}\right)^{md}$$

Manteniendo una posición desde el lado de la seguridad, se opta por un tiempo máximo de despeje de falta a tierra de 1 segundo para 132 kV y de 10 segundos para 30 kV. Se obtienen los siguientes resultados:

Nivel de tensión	U_s (kV)	Conexión del neutro	k	T_t	md	U_{eq} (kV)
30 kV	36	No rígido a tierra	1.73	10	0.02	35.96
132 kV	145	Rígido a tierra	1.4	1	0.02	111.93

Tabla 15-4. Determinación de la tensión asignada

Se tendrá que cumplir de acuerdo a lo explicado antes que:

Pararrayos-autoválvulas de 30 kV : $TOV(10\text{ s}) \geq 35.96\text{ kV}$

Pararrayos-autoválvulas de 132 kV : $TOV(10\text{ s}) \geq 111.93\text{ kV}$

15.1.4 Paso 3: Selección de la corriente nominal y clase de descarga

La norma UNE-EN 60099 define la corriente nominal de descarga de un pararrayo (I_n) como el valor de cresta del impulso de corriente tipo rayo que se utiliza para clasificar un pararrayos. La norma recomienda, para redes de Gama I (entre 1 kV y 245 kV):

- a) Si el nivel de tensión es superior a 72.5 kV: $I_n=10\text{ kA}$
- b) Si el nivel de tensión es inferior a 72.5 kV: $I_n = 5\text{-}10\text{ kA}$

En este caso, para el lado de 132 kV se seguirá este criterio por lo que la corriente nominal del pararrayos será de 10 kA y para el lado de 30 kV, se escogerá como corriente nominal 10 kA.

La clase de descarga hace referencia a la capacidad de absorción de energía, definida para los pararrayos de corriente nominal de descarga de 10 kA y 20 kA. Existen cinco clases de descarga de línea normalizada: clase 1,2,3 para los pararrayos de 10 kA y 5,6 para los de 20 kA. A cada una de las clases la definen una amplitud y duración del impulso de corriente rectangular: los de clase 1 son los que soportan menor duración e intensidad, mientras que los de clase 5 soportan impulsos de mayor duración y más severos.

Para establecer la clase de descarga es necesario evaluar la capacidad de absorción de energía del pararrayos debida a sobretensiones transitorias en la red: Conexión y reenganches de líneas, descarga de cables, impactos de rayos en conductores de tierra etc. Para cada una de estas sobretensiones existen formulaciones para calcular la energía que el pararrayos debe de ser capaz de absorber y sería necesario un estudio minucioso de la red a la cual se conecta. Dado el objeto teórico del presente proyecto, no se conocen los datos externos a la subestación por tanto se considerarán clases de descarga mayores para ambos parques de la subestación:

Nivel de tensión	Corriente nominal (kA)	Clase de descarga de línea
30 kV	10	2
132 kV	10	3

Tabla 15-5. Corriente nominal y clase de descarga de las autoválvulas

15.1.5 Paso 4: Elección de la línea de fuga

La línea de fuga debe seleccionarse según el nivel de contaminación de la zona de instalación de la autoválvula. La línea de fuga mínima l_t para un nivel de contaminación determinado se obtiene multiplicando la línea de fuga específica (l_e , correspondiente al nivel de contaminación especificado) por la tensión más elevada de la red

$$l_t = l_e \cdot U_s$$

Donde U_s : tensión máxima del sistema.

La línea de fuga del aislamiento externo del pararrayos debe ser superior o igual a este valor.

El caso que ocupa, para seleccionar la línea de fuga específica, se ceñirá a los criterios descritos en la NRZ104 (para el lado de alta tensión), que establece una línea de fuga mínima de 25 mm/kV, considerando que la subestación no se encuentra en un ambiente de alta polución industrial o salino. Para el parque de media tensión se considerará un nivel III de contaminación (fuerte), cuya línea de fuga específica nominal es de 25 mm/kV. Por tanto, se tiene:

Nivel de tensión	U_s (kV)	Nivel de contaminación	Línea de fuga específica mínima (mm/kV)	Línea de fuga mínima (mm)
30 kV	36	III	25	900
132 kV	145	III	25	3625

Tabla 15-6. Línea de fuga mínima (autoválvulas)

Con los criterios anteriormente descritos se procedería a seleccionar aquellos pararrayos-autoválvula que cumplan con las especificaciones de diseño. Generalmente los fabricantes ofrecen opciones similares. Entre ellos destacan Inael (para media tensión) y Siemens o ABB (para alta tensión). En este caso, los modelos elegidos son:

- Para 30 kV: Inael INZSP48/10/2
- Para 132 kV: ABB PEXLIM Q

Las características se resumen en la siguiente tabla:

Parámetro	Criterio 132 kV	Modelo 132 kV	Criterio 30 kV	Modelo 30 kV
Corriente nominal (kA)	10	10	10	10
Clase de descarga	3	3	2	2
U_r (kV)	-	120	-	48
U_c (kV)	≥ 87.9	92	≥ 37.8	39
TOV (10s)	≥ 111.93	120	≥ 35.96	48
Línea de fuga (mm)	≥ 3625	4540	≥ 900	1135

Tabla 15-7. Selección autoválvulas

15.1.6 Paso 5: Comprobación de los márgenes de protección a impulsos

Una vez seleccionado los pararrayos-autoválvula es necesario verificar los márgenes de protección a impulsos tipo rayo y tipo maniobra.

El margen de protección a impulsos tipo rayo viene dado como el cociente entre la tensión soportada a impulso tipo rayo de la aparamenta a proteger y el nivel de protección a impulso tipo rayo del pararrayos seleccionado.

$$\text{Margen de protección a impulso tipo rayo} = \frac{LIW}{U_{pl}}$$

Donde:

LIW: Lightning Impulse Withstand Level (Tensión soportada a impulso tipo rayo de la aparamenta a proteger).

U_{pl} : Nivel de protección a impulso tipo rayo de la autoválvula seleccionada

Se considerará que el margen mínimo es del 20%, sobrepasando en un 5% el margen mínimo recomendado. Por tanto:

$$\frac{LIW}{U_{pl}} \geq 1.2$$

El margen de protección a impulso tipo maniobra vendrá dado como el cociente entre la tensión soportada a impulsos tipo maniobra de la aparamenta a proteger y el nivel de protección a impulsos tipo maniobra del pararrayos-autoválvula.

$$\text{Margen de protección a impulso tipo maniobra} = \frac{SIW}{U_{ps}}$$

Donde:

SIW: Switching Impulse Withstand Level (Tensión soportada a impulso tipo maniobra de la aparamenta a proteger).

U_{ps} : Nivel de protección a impulso tipo maniobra de la autoválvula seleccionada

Se considerará como margen mínimo el 15 %, por tanto:

$$\frac{SIW}{U_{ps}} \geq 1.15$$

Para los pararrayos escogidos se tiene:

a) Lado de 132 kV

$$\text{Margen de protección a impulso tipo rayo} = \frac{LIW}{U_{pl}} = \frac{650}{282} = 2.31 > 1.2$$

$$\text{Margen de protección a impulso tipo maniobra} = \frac{SIW}{U_{ps}} = \frac{650}{238} = 2.73 > 1.15$$

Donde los valores de U_{pl} y U_{ps} son proporcionados por el fabricante. Se ha tomado $LIW=SIW$ ya que según la ITC-RAT 12, apartado 1.2, para el grupo b, se toma como sobretensión representativa la de tipo rayo para el cálculo del nivel de aislamiento, criterio que se emplea también aquí.

b) Lado de 30 kV

$$\text{Margen de protección a impulso tipo rayo} = \frac{LIW}{U_{pl}} = \frac{170}{116} = 1.47 > 1.2$$

$$\text{Margen de protección a impulso tipo maniobra} = \frac{SIW}{U_{ps}} = \frac{170}{94.8} = 1.79 > 1.15$$

Donde los valores de U_{pl} y U_{ps} son proporcionados por el fabricante. Se ha tomado $LIW=SIW$ puesto que desde el principio se tomó la tensión a impulso tipo rayo la correspondiente a la lista 2 (ITC-RAT 12, apartado 1.1, grupo a) en la que se adquiere como hipótesis la necesidad de un alto grado de seguridad por lo cual se supondrá que no se sobrepasarán estas tensiones. En cualquier caso, los cálculos definidos en el presente anexo requerirían en un proyecto real un minucioso estudio de la red a la cual se conecta la subestación para poder definir correctamente los distintos parámetros.

Finalmente se concluye el anexo verificando que los pararrayos-autoválvula escogidos son válidos, cumpliendo con todos los requisitos exigidos.

15.2 Apantallamiento con puntas Franklin

El objetivo del apantallamiento es reducir el número de interrupciones que provocan las descargas atmosféricas (rayo) por descarga directa sobre los componentes. El Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR) se encarga de captar las descargas atmosféricas (rayos) y las conduce a tierra sin que se pongan en peligro la seguridad del personal y de los equipos de la subestación.

El CTE (Código técnico de la edificación) en su documento básico SUA-8 (seguridad de utilización y accesibilidad) establece los criterios para definir el grado de protección que debe dar el SPCR de una instalación.

En este caso se calculará la frecuencia esperada de impactos en la instalación (N_e) según la siguiente expresión;

$$N_e = N_G \cdot A_e \cdot C_1 \cdot 10^{-6}$$

Donde

N_G es la densidad de descargas atmosféricas a tierra en la ubicación de la instalación ($1/(\text{km}^2/\text{año})$)

A_e es la superficie de captación de la estructura (en m^2)

C_1 es un factor de localización de la estructura, que toma los valores (recogidos de la norma UNE-EN 62305-2 al ser los de CTE para edificios):

Situación relativa de la estructura	C_1
Estructura rodeada por objetos más altos	0.25
Estructura rodeada por objetos de la misma altura o inferior	0.5
Estructura aislada: sin otros objetos en las proximidades	1
Estructura aislada en la parte superior de una colina o de un montículo	2

Tabla 15-8. Valores del factor de localización

En este caso se tiene:

$$N_G = 1.5 \text{ } 1/(\text{km}^2/\text{año})$$

$$C_1 = 1$$

$$A_e = 6098.08 \text{ m}^2$$

Se ha tomado como A_e el área de la subestación original, aumentando su sección transversal y longitudinal un valor de 7 metros, correspondiente a la altura del embarrado de 132 kV.

De este modo se obtiene:

$$Ne = N_G \cdot A_e \cdot C_1 \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 6098.08 \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 9.15 \cdot 10^{-3} \text{ rayos/año}$$

O lo que es lo mismo, cae un rayo cada 109.29 años.

Según el tipo de instalación, contenido, uso y necesidad de continuidad de servicio es posible calcular el riesgo admisible (Na) según la siguiente expresión:

$$Na = \frac{5.5}{C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5} \cdot 10^{-3}$$

Donde

C_2 es un factor en función del tipo de construcción, en nuestro caso estructura metálica con cubierta metálica, tomando un valor de 0.5

C_3 es un factor en función del contenido del edificio, en nuestro caso con contenido inflamable, adquiriendo un valor de 3

C_4 es un factor en función del uso del edificio, en nuestro caso edificios no ocupados normalmente, adquiriendo un valor de 0.5

C_5 es un factor función de la necesidad de continuidad de la actividad que se desarrolla, en nuestro caso, edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible, tomando un valor de 5

En este caso se tiene:

$$Na = \frac{5.5}{0.5 \cdot 3 \cdot 0.5 \cdot 5} \cdot 10^{-3} = 1.467 \cdot 10^{-3} \text{ rayos/año}$$

La eficiencia (E) que la instalación debe tener es:

$$E = 1 - \frac{Na}{Ne} = 1 - \frac{1.467 \cdot 10^{-3}}{9.15 \cdot 10^{-3}} = 0.84$$

Lo que, según la norma UNE-EN 62305, le establece un nivel de eficiencia de Nivel 3.

El SPCR diseñado consistirá en un conjunto de puntas Franklin sobre apoyos metálicos que se unen a la red de tierras de la subestación a través de unas líneas de tierra que se sujetan a la estructura que los soporta.

15.2.1 Diseño del SPCR

Para el diseño del SPCR se pueden usar diferentes métodos recogidos en la IEE Std 998 “Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations” y las consideraciones dadas por la UNE-EN 62305. Los métodos disponibles son:

- Método empírico del ángulo fijo (o ángulo de protección)
- Método empírico de las curvas
- Método basado en el modelo electrogeométrico (EGM)

Para el presente caso se empleará el método empírico del ángulo fijo. Este método establece que el volumen protegido por una punta Franklin sería el situado en el interior de un cono cuyo vértice es el extremo del captador y con un ángulo que depende del nivel de protección. Mediante la siguiente figura, se pretende dar una idea del sistema propuesto:

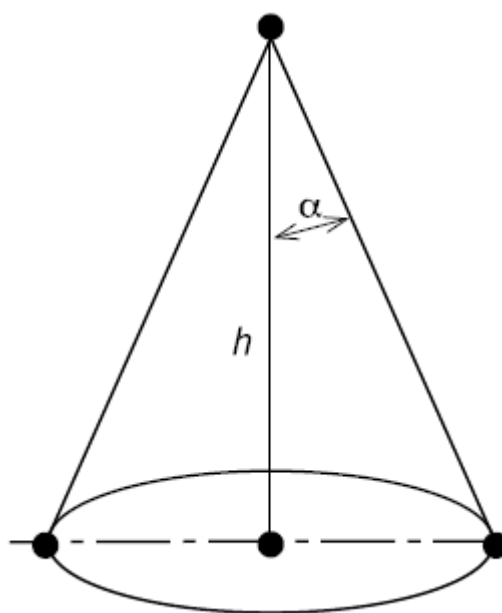


Figura 15-1. Método del ángulo fijo [3]

El valor de alpha depende, como bien se ha indicado, del nivel de protección. Este método establece un límite para su aplicación y es que las estructuras a la cual protege no superen la altura de 45 metros (para un nivel de protección 3). En esta instalación no hay elementos que superen esa altura.

Además, para el buen funcionamiento de la misma se recomienda situarla en los puntos más altos y vulnerables (esquinas, salientes, etc.). Mediante la siguiente figura se pretende hacer una idea de lo explicado:

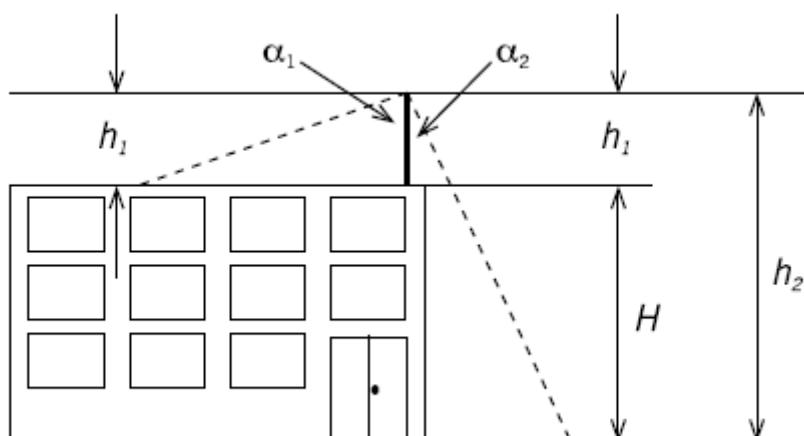


Figura 15-2. Ejemplo de posición de las puntas Franklin [4]

En este caso, irán sobre soporte metálico y conectadas con la red de tierras general. Los valores de alpha vienen definidos en la siguiente tabla, en función del nivel de protección:

Nivel de protección	Diferencia de altura entre la punta del pararrayos y el plano horizontal considerado (metros)			
	20	30	45	60
1	25°	*	*	*
2	35°	25°	*	*
3	45°	35°	25°	*
4	55°	45°	35°	25°

Tabla 15-9. Método del ángulo fijo. Valores de Alpha

En este caso, teniendo en cuenta que las puntas Franklin medirán 11 metros, y que no existe diferencia de alturas superior a 20 metros, el ángulo fijo que debemos escoger es de 45°. Por tanto, el área cubierta por la base del cono será:

$$h = \frac{11}{\cos(45)} = 15.56 \text{ m}$$

$$r = 15.56 \cdot \sin(45) = 11 \text{ m}$$

$$A = \pi \cdot r^2 = \pi \cdot 11^2 = 380.133 \text{ m}^2$$

Donde h es la hipotenusa de la sección del cono y r es el radio de la circunferencia que forma la base del cono.

La protección de los edificios se hará mediante pararrayos convencionales, pudiéndose emplear otros métodos de cálculo para su protección (por ejemplo, mediante el método de la malla). No ha sido objeto de este proyecto.

En los planos *19: Planta zona protegida puntas Franklin* y *19.2: Alzado zona protegida puntas Franklin*, se indican las ubicaciones de las puntas Franklin, así como las áreas protegidas por las mismas, siguiendo el método antes explicado. Todos los elementos en tensión están debidamente protegidos frente a descargas atmosféricas.

16 ANEXO E: CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

El Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, establece unos límites de exposición máximos que se deberán de cumplir en las zonas en las que puedan permanecer habitualmente las personas.

En este caso, la subestación no tiene anexo ningún edificio habitable en sus inmediaciones.

Según establece el apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 y el apartado 3.15 de la ITC-RAT 15 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en el diseño de las instalaciones se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de las instalaciones de alta tensión, los campos electromagnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz, en los diferentes elementos de las instalaciones.

Aunque la ITC-RAT 14 recoge que se podrán utilizar los cálculos y comprobaciones recogidos en un proyecto tipo, siempre que la instalación proyectada se ajuste a las condiciones técnicas de cálculo previstas en el proyecto tipo, se procede a calcular los valores de campo magnético (B) que se crean en los cables de llegada al embarrado de 132 kV y a la salida (en 30 kV) del transformador, zonas donde se pueden presentar valores más altos.

16.1 Cálculo del campo magnético

El campo magnético generado en un punto (P) por un conjunto de cables, k se puede expresar como:

$$\vec{B} = (B_x, B_y)$$
$$|B| = \sqrt{|B_x|^2 + |B_y|^2}$$

Donde

$$B_x = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \sum_{i=1}^{i=k} \frac{I_i \cdot y_i}{x_i^2 + y_i^2}$$
$$B_y = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \cdot \sum_{i=1}^{i=k} \frac{I_i \cdot x_i}{x_i^2 + y_i^2}$$

Con

μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío, $4\pi \cdot 10^{-7} \text{ N/A}^2$

I_i es la intensidad que circula por el conductor i

x_i es la distancia en horizontal del punto considerado (P) al conductor i

y_i es la distancia en vertical del punto considerado (P) al conductor i

A continuación, se muestra un esquema con los distintos parámetros para el caso de tres conductores dispuestos en horizontal y separados una distancia d .

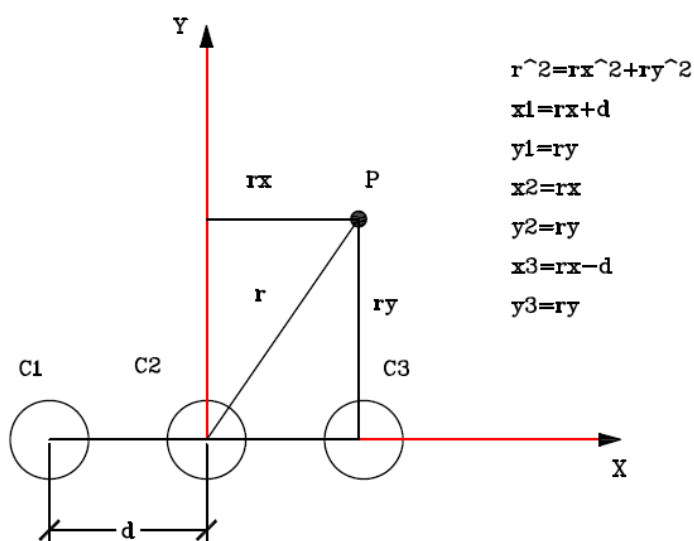


Figura 16-1. Disposición cables AT

16.2 Cables de 132 kV

Los cables de 132 kV se conectan al embarrado a una altura de 7 metros. Son una terna de cables dispuestos en horizontal con una separación entre fases de 2.5 metros,

Para determinar el campo magnético se considera que el sistema se encuentra funcionando a plena carga (caso más desfavorable de larga duración) con la única aportación del parque fotovoltaico al no conocer los datos de las líneas. Se supondrá también que el sistema se encuentra perfectamente equilibrado.

Las intensidades que circulan son:

$$\bar{I}_1 = I_n^{132kV} \cdot \left(\cos\left(-\frac{2 \cdot \pi}{3}\right) + j \cdot \sin\left(-\frac{2 \cdot \pi}{3}\right) \right) = -88.145 - 152.672 j \text{ A}$$

$$\bar{I}_2 = I_n^{132kV} \cdot (\cos(0) + j \cdot \sin(0)) = 176.29 \text{ A}$$

$$\bar{I}_3 = I_n^{132kV} \cdot \left(\cos\left(-\frac{4 \cdot \pi}{3}\right) + j \cdot \sin\left(-\frac{4 \cdot \pi}{3}\right) \right) = -88.145 + 152.672 j \text{ A}$$

Realizando el estudio para tres alturas: 2 metros, 4 metros y 9 metros medidas con respecto al suelo (con respecto a los cables son -5 -3 y 2 metros respectivamente) y empleando las fórmulas descritas se obtienen los siguientes valores:

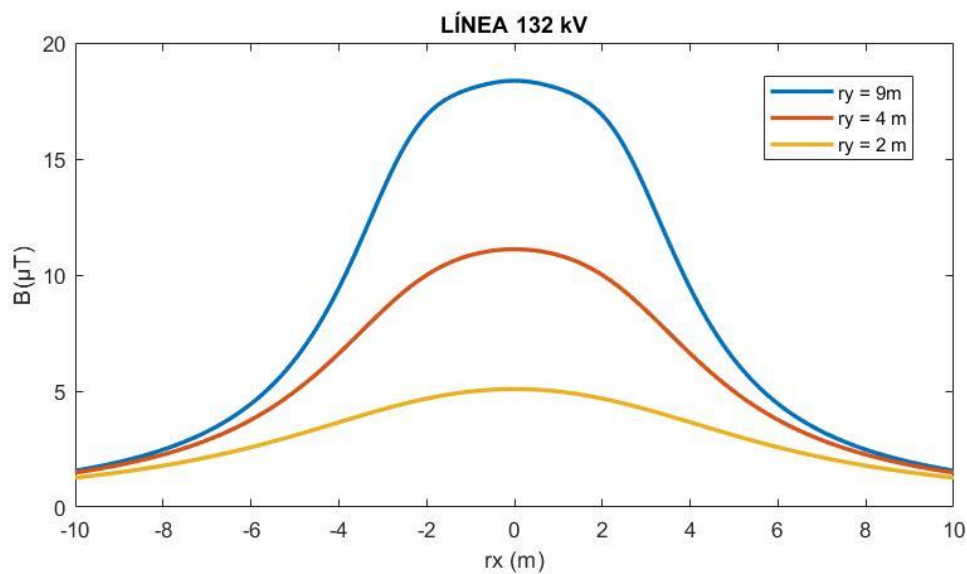


Figura 16-2. Valores campo magnético sobre la línea de 132 kV

Como se observa, en puntos extremos a la subestación el campo magnético producido por la línea de alta tensión alcanza valores máximos del orden de 18 μT , valor ampliamente inferior al límite de 100 μT , establecido por el Real Decreto 1066/2001 para frecuencias de 50 Hz.

16.3 Cables de 30 kV

Los cables de 30 kV irán a las celdas de media tensión en canalización, a 1 metro de profundidad. Son 3 ternas de cables unipolares dispuestos en una fila. Los cables de cada terna están en contacto mutuo configurados como se muestra en la siguiente figura. También se exponen las coordenadas cartesianas de cada cable al punto considerado:

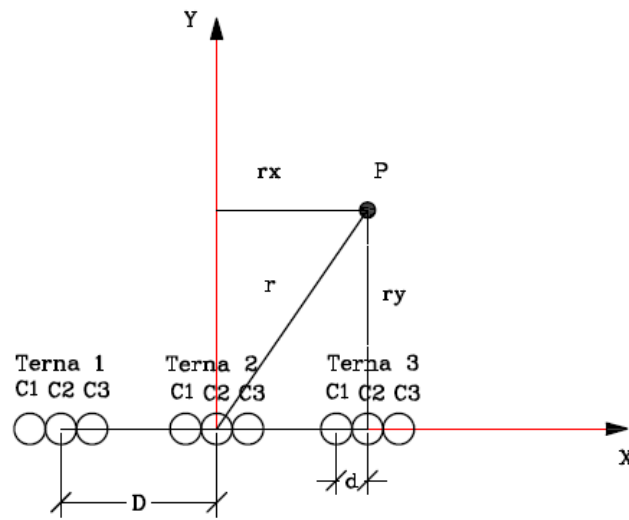


Figura 16-3. Disposición cables MT

$$\begin{aligned}
 x_1^{terna1} &= D + d + r_x & x_1^{terna2} &= r_x + d & x_1^{terna3} &= r_x - d + D \\
 x_2^{terna1} &= D + r_x & x_2^{terna2} &= r_x & x_2^{terna3} &= r_x - D \\
 x_3^{terna1} &= D - d + r_x & x_3^{terna2} &= r_x - d & x_3^{terna3} &= r_x - D - d
 \end{aligned}$$

Donde el superíndice indica la terna a la cual corresponde y el subíndice el cable considerado. La componente y de cada terna es para todos los cables r_y .

La separación entre las ternas de cables es $D = 0.3$ m y el diámetro de los cables es $d = 0.1748$ m.

Para determinar el campo magnético se considerará que el sistema se encuentra funcionando a plena carga (caso más desfavorable de larga duración). Se supondrá también que el sistema se encuentra perfectamente equilibrado.

Las intensidades que circulan son:

$$\begin{aligned}
 \bar{I}_1 &= I_n^{30kV} \cdot \left(\cos\left(-\frac{2 \cdot \pi}{3}\right) + j \cdot \sin\left(-\frac{2 \cdot \pi}{3}\right) \right) = -384.9 - 666.67 j \text{ A} \\
 \bar{I}_2 &= I_n^{30kV} \cdot (\cos(0) + j \cdot \sin(0)) = 769.8 \text{ A} \\
 \bar{I}_3 &= I_n^{30kV} \cdot \left(\cos\left(-\frac{4 \cdot \pi}{3}\right) + j \cdot \sin\left(-\frac{4 \cdot \pi}{3}\right) \right) = -384.9 + 666.67 j \text{ A}
 \end{aligned}$$

Realizando el estudio para dos alturas: 1 metro (a nivel del suelo) y 2 metros (a 1 metro respecto al nivel del suelo) y empleando las fórmulas descritas se obtienen los siguientes valores:

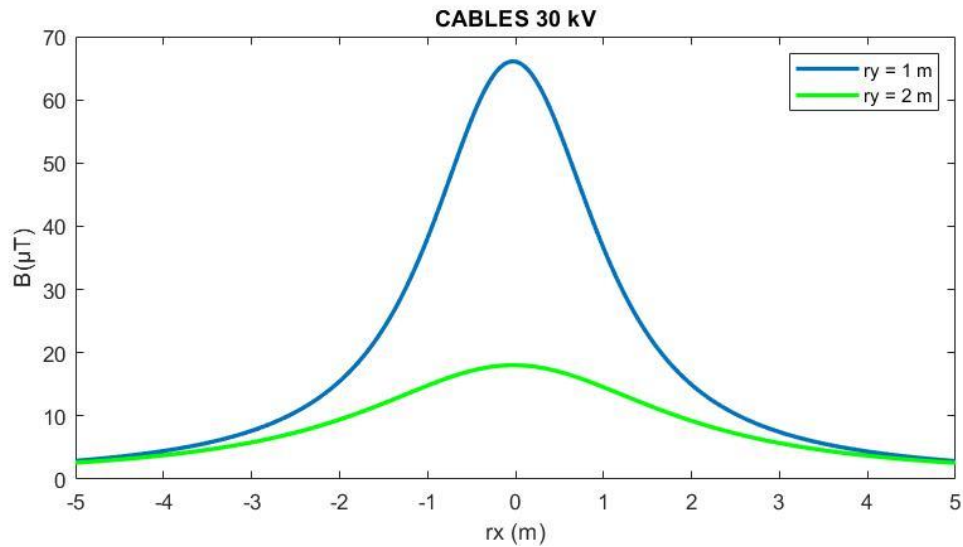


Figura 16-4. Valores de campo magnético sobre cables de 30 kV

Como se observa, en puntos externos a la subestación el campo magnético alcanza valores máximos del orden de $65 \mu\text{T}$, valor inferior al límite de $100 \mu\text{T}$ establecido por el Real Decreto 1066/2001 para frecuencias de 50 Hz.

Se concluye que los conductores y las condiciones de la instalación cumplen la legislación vigente. No se ha realizado el estudio del campo magnético que podría crear el cable de servicios auxiliares que, por la baja corriente que circula por el mismo, se obtendría un efecto prácticamente despreciable.

17 ANEXO F: CÁLCULO BATERÍAS CC

En el presente anexo se justificará la capacidad (Ah) de las baterías de las que debe estar provista la subestación, cuya función es mantener operativo los servicios esenciales de la subestación en ausencia de otra fuente.

17.1 Datos de partida

El sistema alimenta las siguientes cargas continuas:

- Relés de protección
- Equipos auxiliares de control y protección
- Sistema de control

Y las siguientes cargas puntuales:

- Motores de interruptor
- Motores de seccionador

El sistema deberá de ser capaz de mantener activo los servicios descritos durante un tiempo de al menos 10 horas.

17.2 Cálculo del consumo de las cargas

Para el cálculo del consumo de las cargas, se tendrán en cuenta el consumo de cada equipo, la tensión de alimentación y la autonomía que se pretende mediante la siguiente expresión:

$$Q = I \cdot T = \frac{P}{V_{CC}} \cdot T$$

Donde

Q es la carga, en Ah

I es la intensidad de consumo, en A

T es el tiempo de autonomía en h

P es la potencia consumida por el equipo, en VA

V_{CC} es la tensión de alimentación en V, cuyo valor es de 125 V d.c (valor normalizado, ITC-RAT 11 apartado 2).

17.2.1 Cargas continuas

17.2.1.1 Relés de protección

En primer lugar, se calcula la potencia demandada por los relés de protección:

$$P_{total}^{relés} = N_{relés} \cdot P_{relé}$$

Donde

$N_{relés}$ es el número de relés

$P_{relé}$ es la potencia de consumo de un relé de protección.

En este caso, se ha considerado que se tendrá un relé de protección por cada posición, siendo esta la configuración más habitual, existiendo otros diseños que, por ejemplo, incluyen un relé adicional en la posición de transformación. En este caso se opta por la primera opción:

$$N_{relés} = 18$$

$$P_{relé} = 10 \text{ VA}$$

$$P_{total}^{relés} = N_{relés} \cdot P_{relé} = 18 \cdot 10 = 180 \text{ VA}$$

Por tanto, la carga de los relés en Ah es:

$$Q_{relés} = \frac{P_{total}^{relés}}{V_{CC}} \cdot T = \frac{180}{125} \cdot 10 = 14.4 \text{ Ah}$$

17.2.1.2 Equipos auxiliares de control y protección

Para los equipos auxiliares se tiene:

$$P_{total}^{aux} = N_{aux} \cdot P_{aux}$$

Donde:

N_{aux} es el número de equipos auxiliares

P_{aux} es la potencia media de consumo de un equipo auxiliar

En este caso se tiene:

$$N_{aux} = 52$$

$$P_{aux} = 5 \text{ VA}$$

$$P_{total}^{aux} = N_{aux} \cdot P_{aux} = 260 \text{ VA}$$

Por tanto, la carga de los equipos auxiliares en Ah es:

$$Q_{aux} = \frac{P_{total}^{aux}}{V_{CC}} \cdot T = \frac{260}{125} \cdot 10 = 20.8 \text{ Ah}$$

17.2.1.3 Sistema de control

El sistema de control tiene un consumo de 1200 VA por tanto se tiene:

$$Q_{sistema_control} = \frac{P_{sistema_control}}{V_{cc}} \cdot T = \frac{1200}{125} \cdot 10 = 96 \text{ Ah}$$

17.2.2 Cargas puntuales

17.2.2.1 Motor de los interruptores

Para el motor de alta, encargado de la bobina de cierre del interruptor se tiene:

$$P_{motor} \text{ (W)} = 575 \text{ W}$$

$$P_{motor} \text{ (VA)} = \frac{P_{motor} \text{ (W)}}{\cos(\varphi)} = \frac{575}{0.9} = 638.89 \text{ VA}$$

Teniendo en cuenta que el ciclo de los interruptores elegidos es: O-0.3s-CO-1min-CO (lado de alta tensión), que se podrán producir un máximo de 10 maniobras durante el periodo y que existen 6 motores:

$$Q_{motor}^{alta} = \frac{P_{motor} \cdot N_{motores}}{V_{CC}} \cdot N_{maniobras} \cdot T_{carga} = \frac{638.89 \cdot 6}{125} \cdot 10 \cdot \frac{1}{60} = 5.112 \text{ Ah}$$

Por otro lado, para el motor de media se tiene:

$$P_{\text{motor}} (\text{W}) = 200 \text{ W}$$

$$P_{\text{motor}} (\text{VA}) = \frac{P_{\text{motor}} (\text{W})}{\cos(\varphi)} = \frac{200}{0.9} = 222.22 \text{ VA}$$

Teniendo en cuenta que el ciclo de los interruptores elegidos es: O-0.3s-CO-15s-CO (lado de media tensión), que se podrán producir un máximo de 15 maniobras durante el periodo y que existen 8 motores:

$$Q_{\text{motor}}^{\text{media}} = \frac{P_{\text{motor}} \cdot N_{\text{motores}}}{V_{\text{CC}}} \cdot N_{\text{maniobras}} \cdot T_{\text{carga}} = \frac{222 \cdot 8}{125} \cdot 15 \cdot \frac{1}{60} = 3.552 \text{ Ah}$$

17.2.2.2 Motor de los seccionadores

Los seccionadores que cuentan con mando motorizado son los que se integran en el módulo híbrido (para las cuchillas principales), resultando un total de 8:

$$P_{\text{motor}} (\text{W}) = 370 \text{ W}$$

$$P_{\text{motor}} (\text{VA}) = \frac{P_{\text{motor}} (\text{W})}{\cos(\varphi)} = \frac{370}{0.9} = 411.11 \text{ VA}$$

Se considerará que se podrán producir 5 maniobras durante el periodo y que como mínimo transcurre entre una maniobra y otra un periodo de 0.5 segundos:

$$Q_{\text{motor}}^{\text{secc}} = \frac{P_{\text{motor}} \cdot N_{\text{motores}}}{V_{\text{CC}}} \cdot N_{\text{maniobras}} \cdot T_{\text{carga}} = \frac{411.11 \cdot 8}{125} \cdot 5 \cdot \frac{0.5}{60} = 1.1 \text{ Ah}$$

17.2.3 Carga total de consumo

Se obtiene que la carga total de consumo es:

$$\begin{aligned} Q_{\text{total}} &= Q_{\text{relés}} + Q_{\text{aux}} + Q_{\text{sistema_control}} + Q_{\text{motor}}^{\text{alta}} + Q_{\text{motor}}^{\text{media}} + Q_{\text{motor}}^{\text{secc}} = \\ &= 14.4 + 20.8 + 96 + 5.112 + 3.552 + 1.1 = 140.964 \text{ Ah} \end{aligned}$$

17.3 Cálculo del consumo de las cargas

Las baterías no pueden suministrar el 100% de su capacidad de carga, tomando que para la tensión de descarga máxima podrán aportar un 95% de su capacidad de carga en condiciones de funcionamiento normal. Para tener en cuenta el envejecimiento de las mismas, se considerará que su capacidad de carga se ve reducida en un 10%. Así pues, se tiene que la capacidad mínima de las baterías debe ser de:

$$Q_{baterías} \geq Q_{total} \cdot \frac{1}{Cap_Carga} \cdot \frac{1}{Envejec} = 140.964 \cdot \frac{1}{0.95} \cdot \frac{1}{(1-0.1)} = 164.87 \text{ Ah}$$

Tomando en este caso una capacidad de 172 Ah (valor de baterías comerciales típico) que cumple con los valores calculados.

18 ANEXO G: EQUIPOS PARA MEDIDA DE FACTURACIÓN

En el presente anexo se expondrán las características mínimas que deberán disponer los equipos de medida usados para facturación.

18.1 Datos de partida

El punto frontera se encuentra en el punto de entrega a la red de distribución, en la zona de los generadores, contando cada generador (cliente) con su propio sistema de medida (en ambos casos, idénticos). Los equipos instalados deben cumplir el RD 1110/2007 Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico.

La instalación de generación asociada a la subestación de potencia es superior a 12 MVA por lo que el punto de medida es de tipo 1.

18.2 Sistema de medida

El Sistema de medida estará formado por un conjunto de transformadores de intensidad, transformadores de tensión y contadores-registradores y por los demás elementos descritos en el apartado 9 de la memoria, en el lado de alta tensión.

18.3 Características de los equipos principales

18.3.1 Valores nominales de secundario

Para los transformadores de intensidad se toma el valor normalizado de 5 Amperios.

Para los transformadores de tensión se toma $110 : \sqrt{3}$ Voltios.

18.3.2 Valores nominales de primario

18.3.2.1 Transformador de intensidad de 132 kV

Como la intensidad nominal asociada a la facturación es:

$$I_{nom}^{fact 220kV} = \frac{P_{nom}^{fact}}{V_{nom} \cdot \sqrt{3}} = \frac{40 \cdot 10^6}{132000 \cdot \sqrt{3}} = 174.95 \text{ A}$$

Se escoge un transformador de intensidad primaria 200 A, o superior que, en este caso, como ya se indicó en la memoria, será de 800 A.

18.3.2.2 Transformador de tensión de 132 kV

Se escogerá para el primario el valor normalizado de $132000/\sqrt{3}$.

18.4 Precisión

El RD 1110/2007 establece los valores mínimos que debe tener la precisión de los transformadores de medida y los contadores de energía activa y reactiva.

Al ser punto de medida de tipo 1 los equipos deberán poseer las siguientes características:

- Transformadores de intensidad deberán de ser de clase 0.2s
- Transformadores de tensión de clase 0.2
- Los contadores deberán de ser de clase menor o igual a 0.2s para potencia activa y menor o igual a 0.5 para potencia reactiva

19 ANEXO H: CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN

En esta sección se procederá a calcular la corriente de cortocircuito trifásica de diseño para el parque de media tensión. Se simplificará el cálculo, asumiendo que entre el embarrado de alta tensión (132 kV) y hasta las celdas de media tensión (al no conocerse las características del parque fotovoltaico), el único componente resistivo que encontramos es el transformador. Se supondrá además que todas las impedancias son de carácter inductivo.

19.1 Cálculo de impedancias

Las impedancias que intervendrán en el modelo son las siguientes:

- Impedancia equivalente de la red (Z_{POI}):

$$Z_{POI} = \frac{(U_n^{AT})^2}{S_{cc}}$$

Donde

U_n^{AT} es la tensión nominal del embarrado de alta tensión en V

S_{cc} es la potencia de cortocircuito trifásica, proporcionada por la distribuidora en VA

Con los datos del apartado 2.3, se obtiene:

$$Z_{POI} = \frac{(U_n^{AT})^2}{S_{cc}} = \frac{132000^2}{2236 \cdot 10^6} = 7.79 j \Omega$$

- Impedancia equivalente del transformador (Z_T)

$$Z_T^{AT} = \varepsilon_{cc} \cdot \frac{(U_n^{AT})^2}{S_T}$$

Donde

U_n^{AT} es la tensión nominal del embarrado de alta tensión en V

S_T es la potencia del transformador en VA

ε_{cc} es la impedancia de cortocircuito trifásica del transformador, cuyo valor viene indicado por el fabricante en la placa de características y su valor es (en p.u), 0.16611 (apartado 5.1.1).

Por tanto, se obtiene:

$$Z_T^{AT} = \varepsilon_{cc} \cdot \frac{(U_n^{AT})^2}{S_T} = 0.16611 \cdot \frac{132000^2}{40 \cdot 10^6} = 72.36 j \Omega$$

La impedancia equivalente es:

$$Z_{eq} = Z_T^{AT} + Z_{POI} = 7.79 j + 72.36 j = 80.15 j \Omega$$

19.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica en MT

Teniendo en cuenta la impedancia equivalente, se tiene:

$$I_{cc}^{AT} = \frac{U_n^{AT}}{\sqrt{3} \cdot |Z_{eq}|} = \frac{132000}{\sqrt{3} \cdot 80.15} = 950.85 \text{ A}$$

Mediante el uso de la relación de transformación ($r_t = 132 / 30$), se expresa en el lado de media tensión:

$$I_{cc}^{MT} = I_{cc}^{AT} \cdot r_t = 950.85 \cdot \frac{132}{30} = 4183.74 \text{ A}$$

Considerando que el parque fotovoltaico en el caso más desfavorable contribuye a esta corriente de cortocircuito con su intensidad nominal, se obtiene la siguiente corriente de cortocircuito:

$$I_{cc}^{MT'} = I_{cc}^{MT} + I_{PV} = 4183.74 + \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 4953.52 \text{ A}$$

GLOSARIO

CTE: Código Técnico de la edificación

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

ISO: International Organization for Standardization

ITC: Instrucción Técnica Complementaria

LAT: Línea de Alta Tensión

ONAN: Oil natural air natural

ONAF: Oil natural air forced

RAT: Reglamento de Alta Tensión

RD: Real Decreto

SICP: Sistema Integrado de Control y protección

SSAA: Servicios Auxiliares

UNE: Una Norma Española

UNE-EN: Una Norma Española-European Norm

UNIDADES DE MEDIDA

Longitud, área y volumen

m	Metro
cm	Centímetro
mm	Milímetro
m ²	Metro cuadrado
cm ²	Centímetro cuadrado
mm ²	Milímetro cuadrado
m ³	Metro cúbico
cm ³	Centímetro cúbico
mm ³	Milímetro Cúbico

Ángulo

rad	Radianes
°	Grado

Masa

g	Gramo
kg	Kilogramo

Tiempo

s	Segundo
h	Hora
Hz	Hercio

Fuerza, energía y potencia

N	Newton
Pa	Pascal
J	Julio

kJ	Kilojulio
MJ	Megajulio
W	Vatio
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
VA	Voltiamperio
kVA	Kilovoltiamperio
MVA	Megavoltiamperio
cm Hg	Centímetro de columna de mercurio
Ah	Amperio hora

Temperatura

°C	Grado Celsius
K	Grado Kelvin

Electricidad y magnetismo

A	Amperio
kA	Kiloamperio
V	Voltio
kV	Kilovoltio
kV ef	Kilovoltio eficaz
kV cr	Kilovoltio cresta
Ω	Ohmio

BIBLIOGRAFÍA. FABRICANTES

Para la redacción del presente trabajo se ha consultado, a parte de la normativa y los documentos de referencia relacionados en el apartado “1.4: Normativa y otros documentos de referencia”, una multitud de catálogos. Cabe destacar la dificultad de encontrar equipos de alta tensión ya que normalmente responden a situaciones particulares que cada compañía o distribuidora exigen a los fabricantes. Sería imposible citar todos los documentos recolectados hasta la fecha, y todos los catálogos y materiales recogidos para citarlos. Se expondrá a continuación una lista de todos los fabricantes o distribuidoras que, desde su página web u otros medios han contribuido a la elaboración de este trabajo:

ABB: <https://new.abb.com/>

Arteche: <https://www.artech.com/es>

Siemens: https://w5.siemens.com/spain/web/es/energia-sostenible/alta_tension/pages/alta-tension.aspx

Poinsa: <http://poinsa.com/>

Mesa: <http://www.mesa.es/es/index.php>

Arruti: <http://www.grupoarruti.com/>

Inael: <http://inael.com/>

Ormazabal: <https://www.ormazabal.com/es/descargas/cat%C3%A1logos-y-documentaci%C3%B3n>

E-REDES: <https://www.eredesdistribucion.es/es/especificaciones-tecnicas/?r=1>

Prysmian: <https://es.prysmiangroup.com/>

1 Esquema unifilar 132 kV

1.2 Esquema unifilar 30 Kv. Detalle de celdas de 30 kV

2 Planta general eléctrica

3 Alzados Generales Parque 132 kV

4 Módulo híbrido. Marca ABB

5 Transformador de tensión inductivo

6 Autoválvulas 132 kV

7 Aisladores y montaje pórtico de barras de 132 kV

8 Aislador de apoyo

9 Transformador de potencia 30/132 kV

9.2 Simbología transformador de potencia ABB

10 Aislador de apoyo neutro del transformador lado de alta

11 Sistema de reactancia y resistencia de p.a.t

12 Autoválvula lado 132 kV y aislador de apoyo

13 Transformador de intensidad 132 kV

14 Interruptor automático tripolar 132 kV 1250 A

15 Planta seccionador tripolar de 2 columnas con p.a.t

15.2 Vista A seccionador tripolar de 2 columnas con p.a.t

15.3 Secciones A-B-C del seccionador tripolar de p.a.t

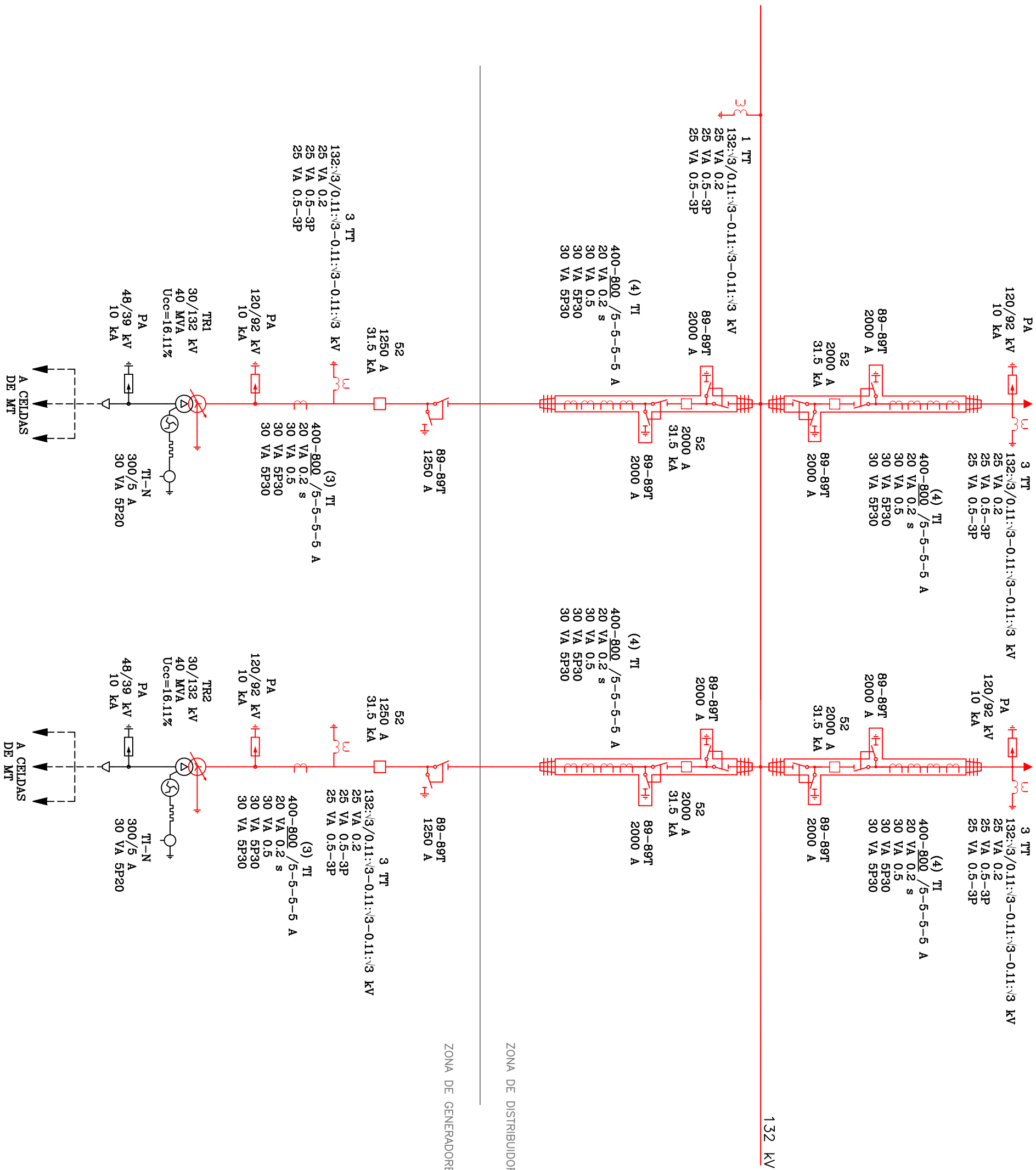
16 Planta red de tierras


17 Unifilar de facturación

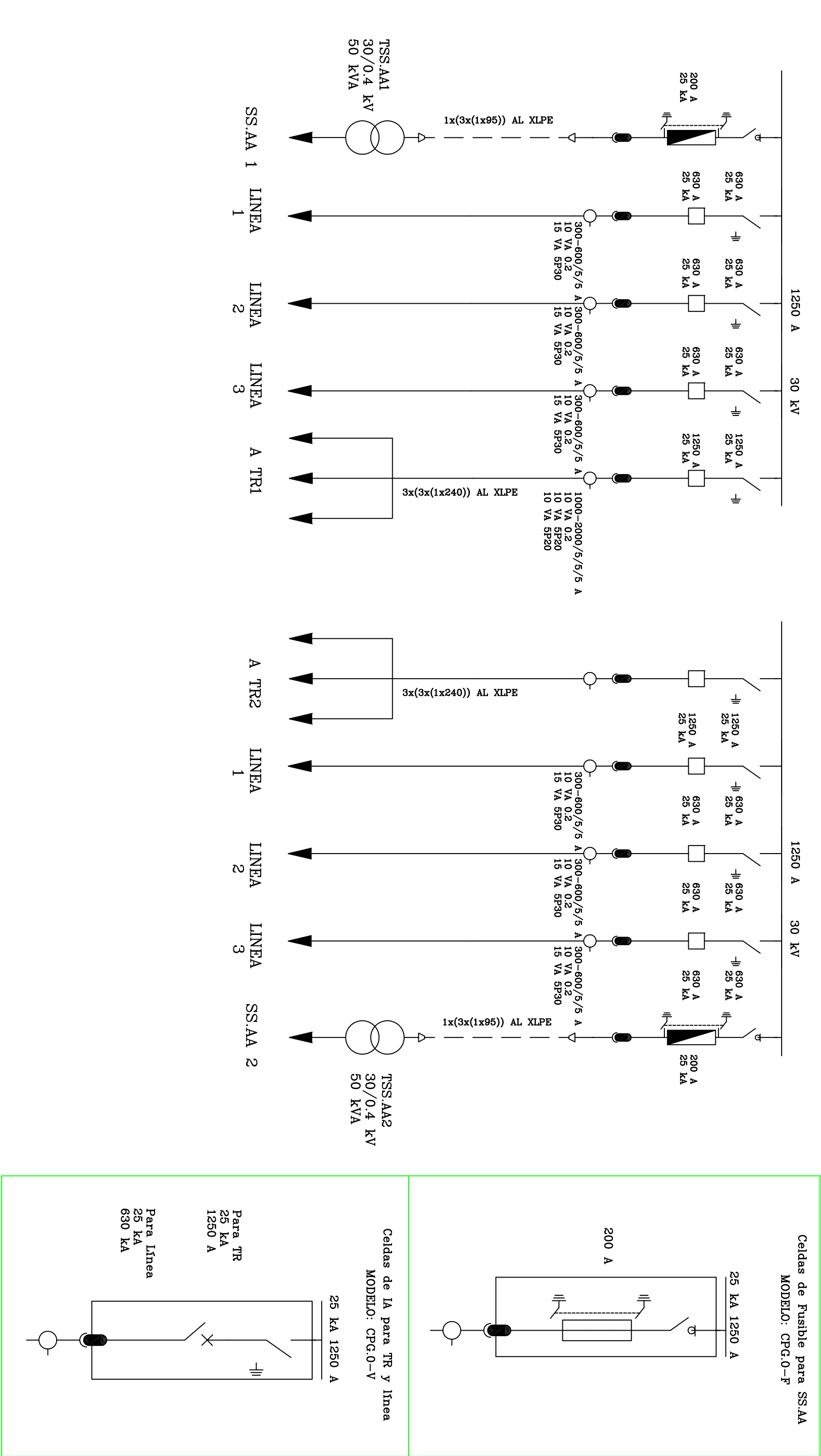
18 Punta Franklin

19 Planta zona protegida puntas Franklin

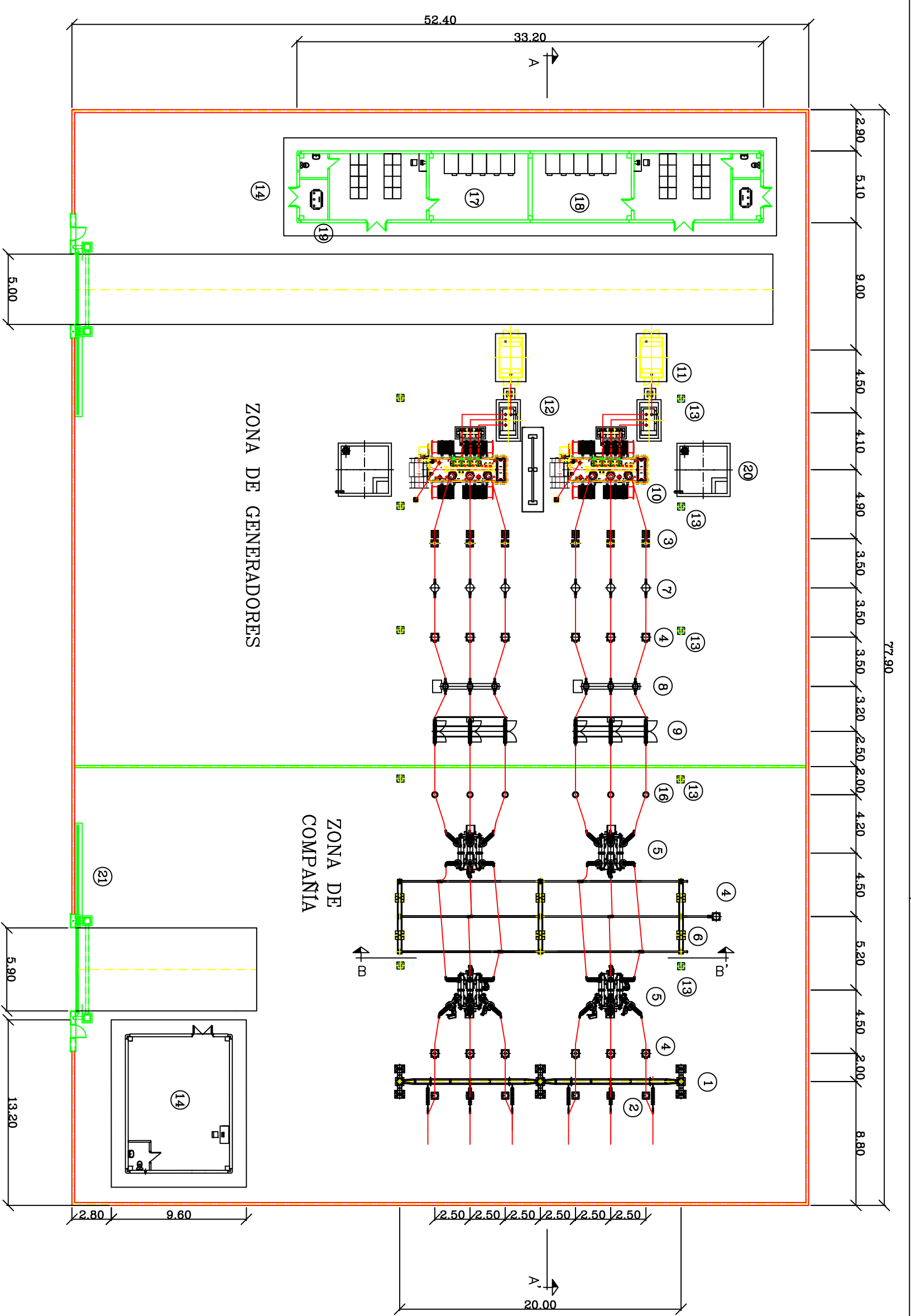
19.2 Alzado zona protegida punta Franklin



							 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA			
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob				
							<div>UNIVERSIDAD DE SEVILLA</div> <div>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA</div> <div>AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO</div>	TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
								NOMBRE DEL PLANO:		
								ESQUEMA UNIFILAR 132 kV		
FECHA: 1/05/2019		ESCALA: 1:X		PLANO: 1		HOJA: 1 DE 2		FORMATO: A3		



							 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA

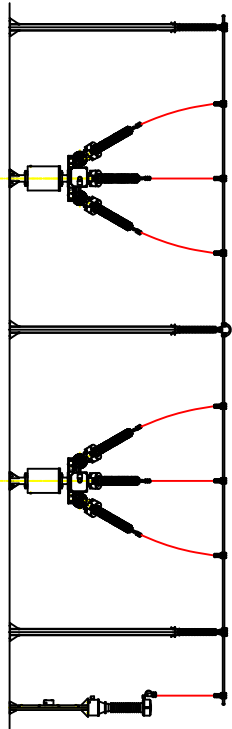
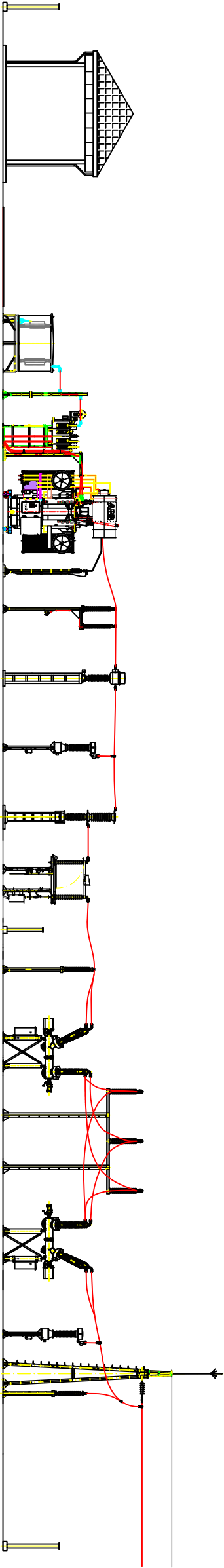


ZONA DE GENERADORES

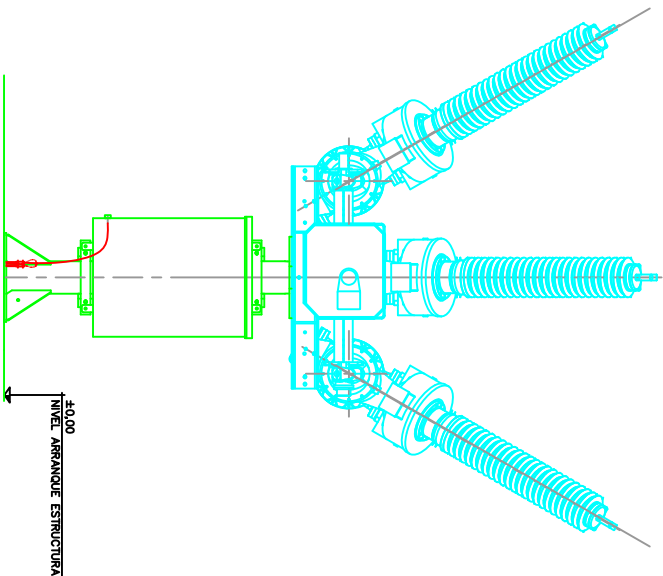
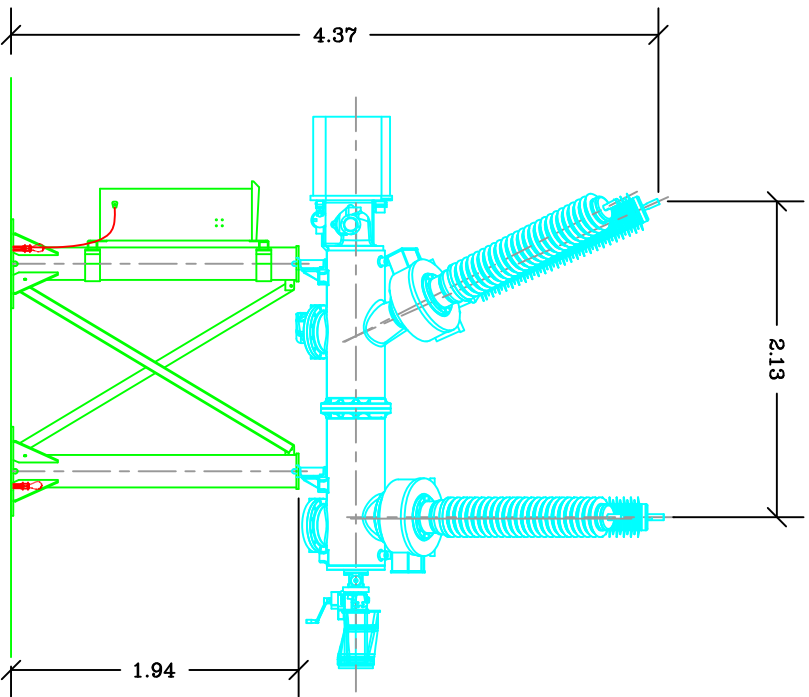
ZONA DE
COMPAÑIA

EQUIPO	
1	PÓRTECO DE LÍNEA 132 kV
2	AUTOVALVULAS 132 kV
3	AUTOVALVULAS 132 kV + SOPORTE
4	TT INDUCTIVOS
5	EQUIPO SF6:
5	SECC. PAT+INTERR.+SECC.+TI
6	PÓRTECO DE BARRAS
7	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD
8	INTERRUPTOR TRIPOLAR 132 kV
9	SECC. TRIPOLAR 132 kV P.A.T
10	TT DE POTENCIA 132/30 kV
11	EQUIPO REACTANCIA + RESISTENCIA P.A.T
12	MURO CORTAFUEGOS
13	PARARRAYOS FRANKLIN
14	EDIFICIO CONTROL EDE
15	EDIFICIO CELDAS 30 kV/CONTROL
16	ASLADOR DE APOYO
17	CELDA GENERADOR A
18	CELDA GENERADOR B
19	TRAF0 SERVICIOS AUXILIARES
20	DEPOSITO RECOGIDA DE ACEITE
21	PUERTA DE ACCESO VEHICULOS/PEATONAL


						UNIVERSIDAD DE SEVILLA		TRABAJO: SUBESTACION ELECTRICA 30/132 kV 2X40 MVA	
						DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA		NOMBRE DEL PLANO:	
						AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO		PLANTA GENERAL ELECTRICA	
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob	FECHA: 2/05/2019	ESCALA: 1: 300	PLANO: 2
									HOJA: 1 DE 1
									FORMATO: A3

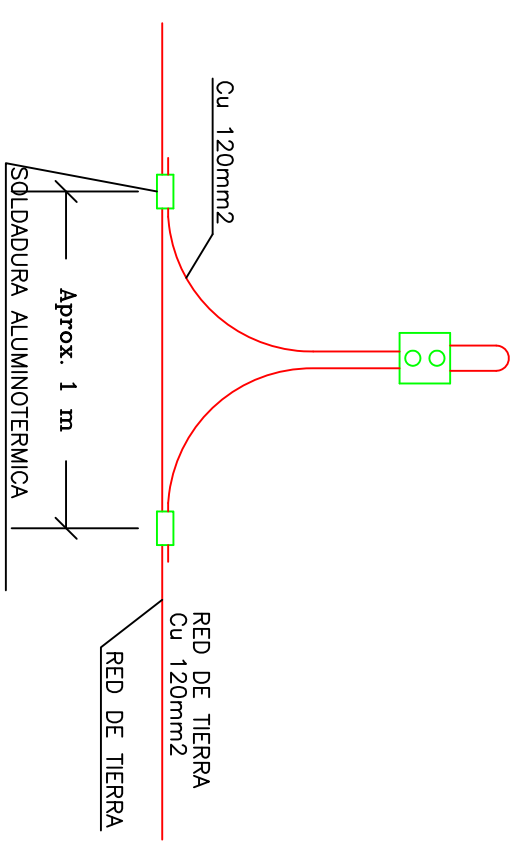
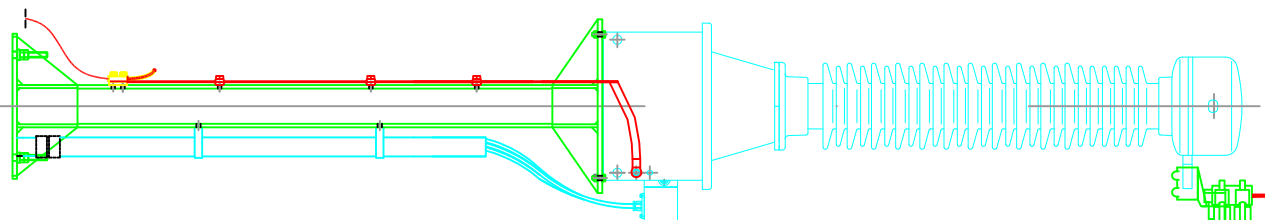
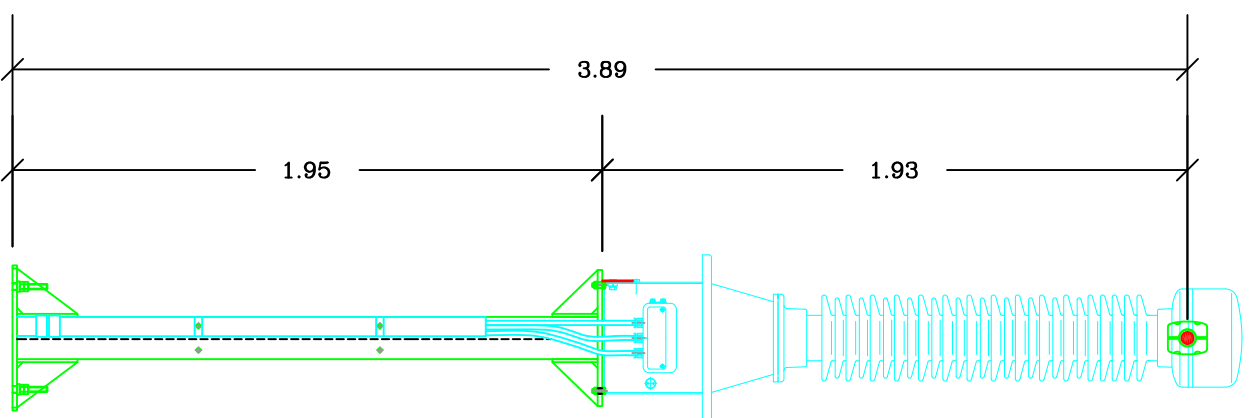
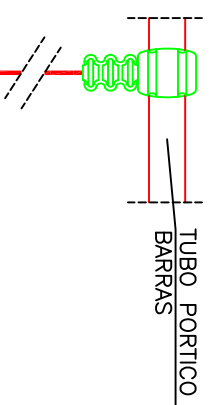


							 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	<div>UNIVERSIDAD DE SEVILLA</div> <div>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA</div> <div>AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO</div> <div>FECHA: <div>ESCALA:</div></div> <div>PLANO: <div>HOJA:</div> <div>FORMATO:</div></div>		
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob				




MÓDULO HÍBRIDO

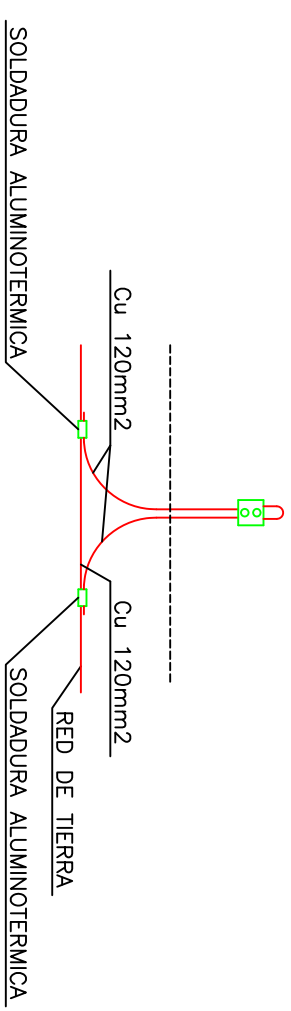
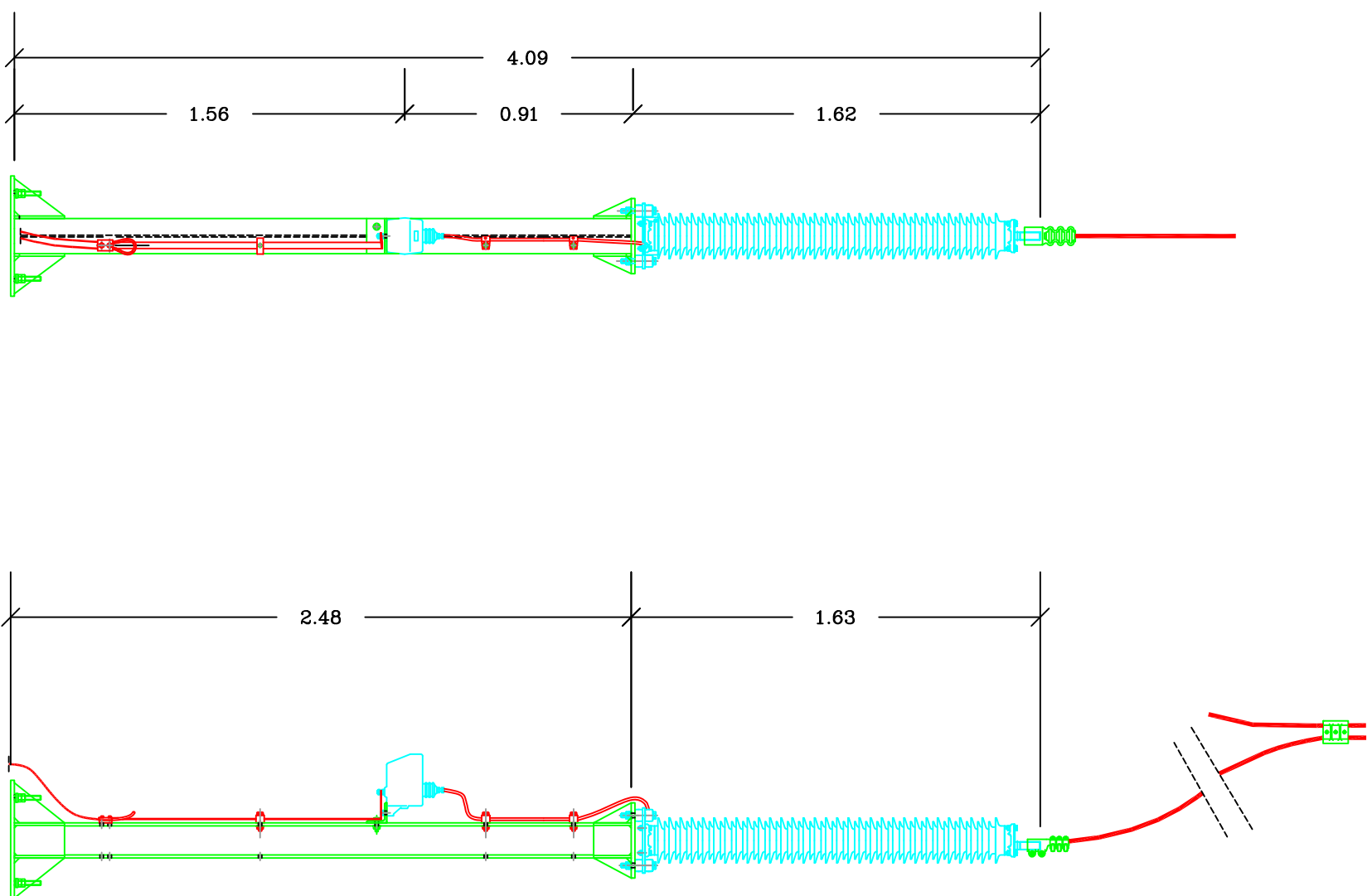
									 <div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div>	UNIVERSIDAD DE SEVILLA			TRABAJO: SUBESTACIÓN ELECTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
								DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTRICA			NOMBRE DEL PLANO:				
								AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO			MÓDULO HÍBRIDO				
								FECHA: 2/05/2019			MARCA ABB				
								ESCALA: 1: 50			PLANO: 4				
											HOJA: 1 DE 1				
											FORMATO: A3				
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob									




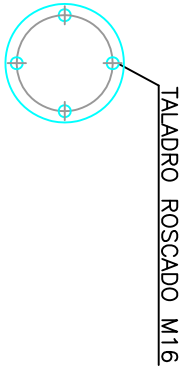
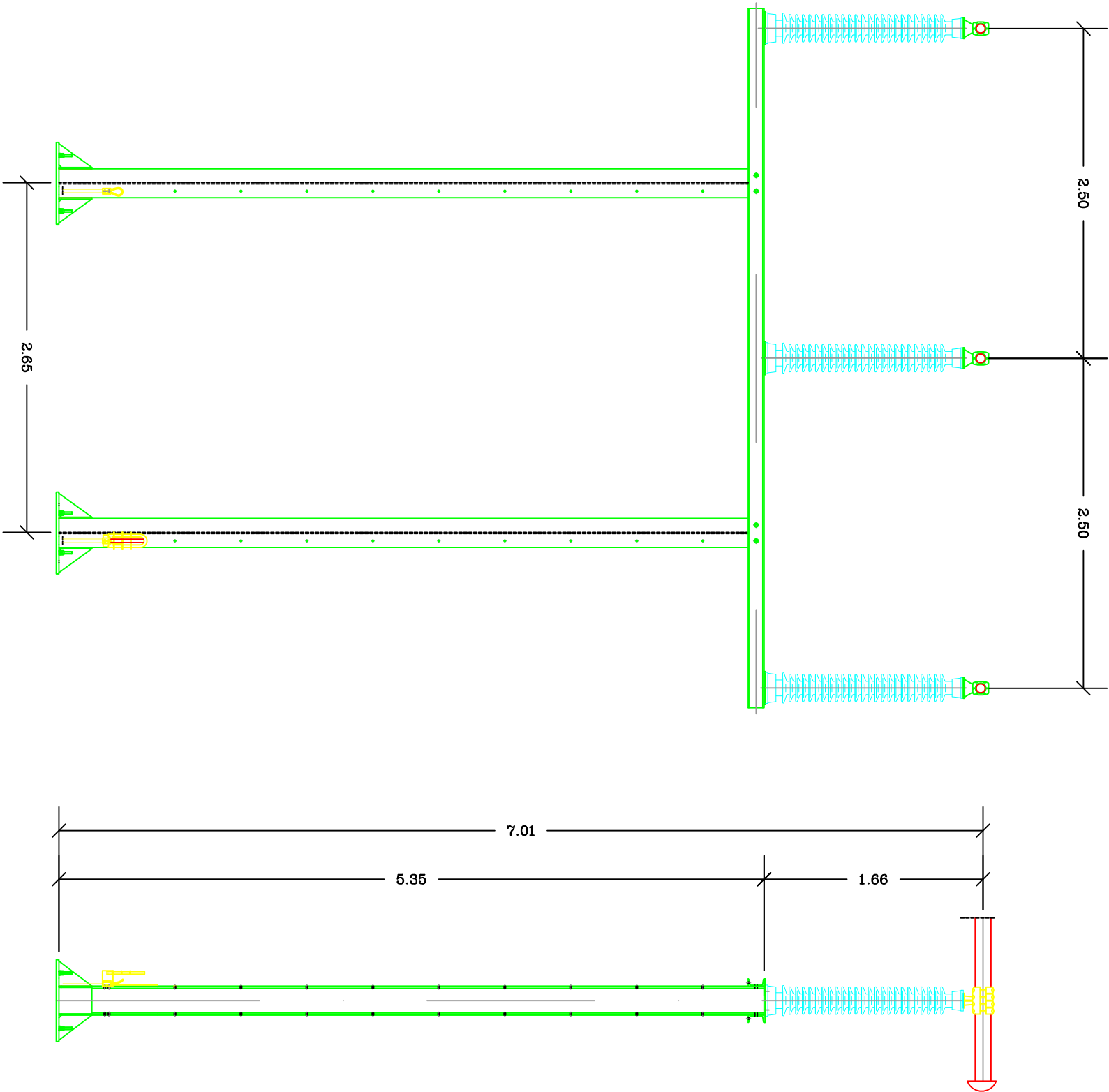
DETALLE DERIVACION TIERRA
ESTRUCTURA METALICA

ESCALA S/E

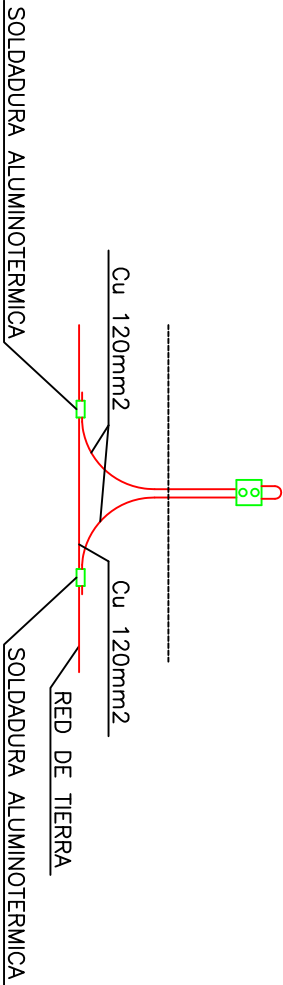
										 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob				
							UNIVERSIDAD DE SEVILLA			
							DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA			
							AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO			
							FECHA: 2/05/2019			
							ESCALA: 1: 25			
							PLANO: 5			
							HOJA: 1 DE 1			
							FORMATO: A3			
							TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA			
							NOMBRE DEL PLANO:			
							TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO			



							 <p>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</p>	UNIVERSIDAD DE SEVILLA			TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
								DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA			NOMBRE DEL PLANO: AUTOVALVULAS 132 kV		
								AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO					
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob		FECHA: 2/05/2019	ESCALA: 1: 25	PLANO: 6	HOLA: 1 DE 1	FORMATO: A3	

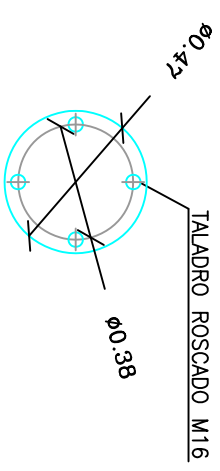
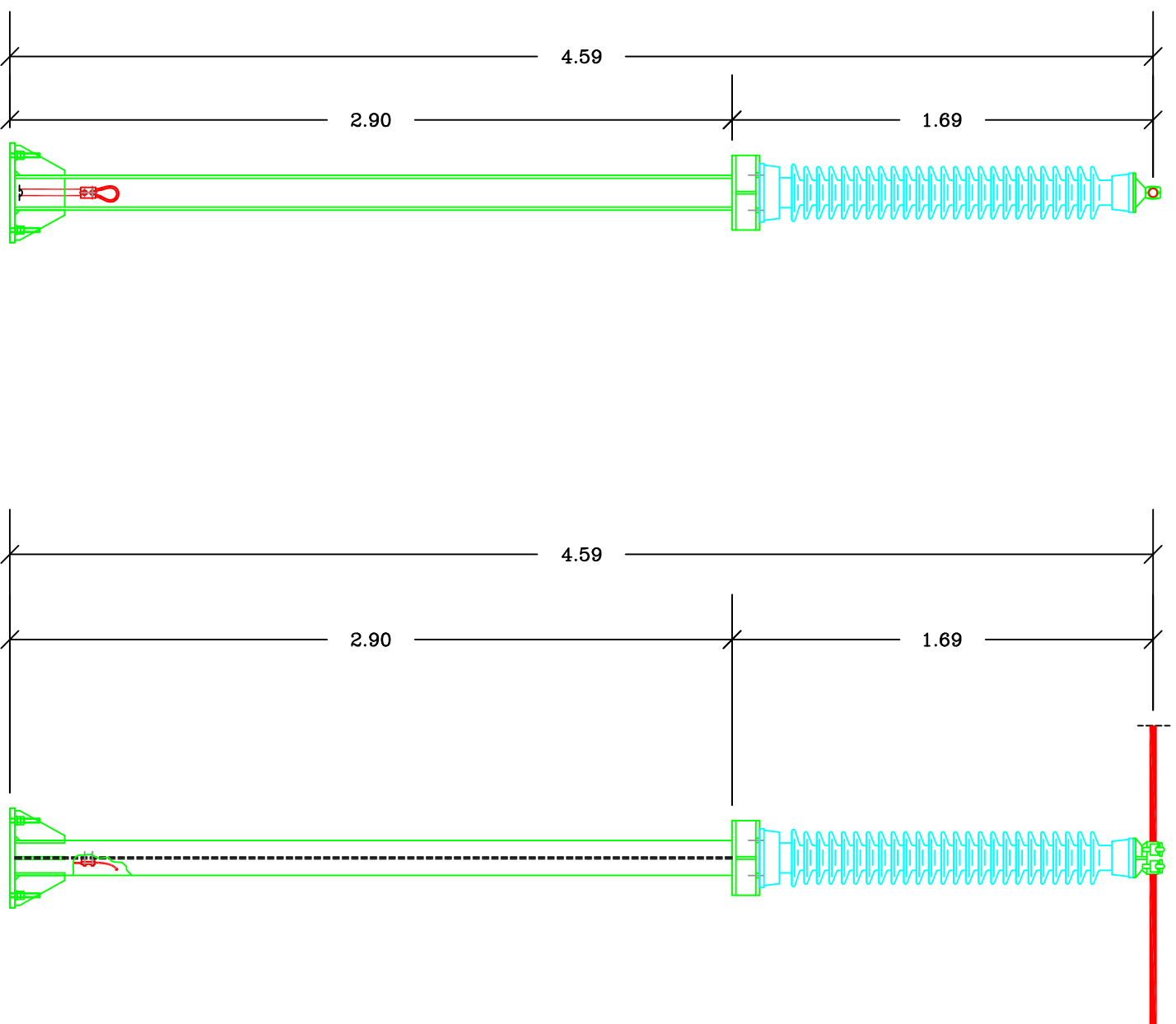


DETALLE CABEZA DE AISLADOR
ESCALA 1/10

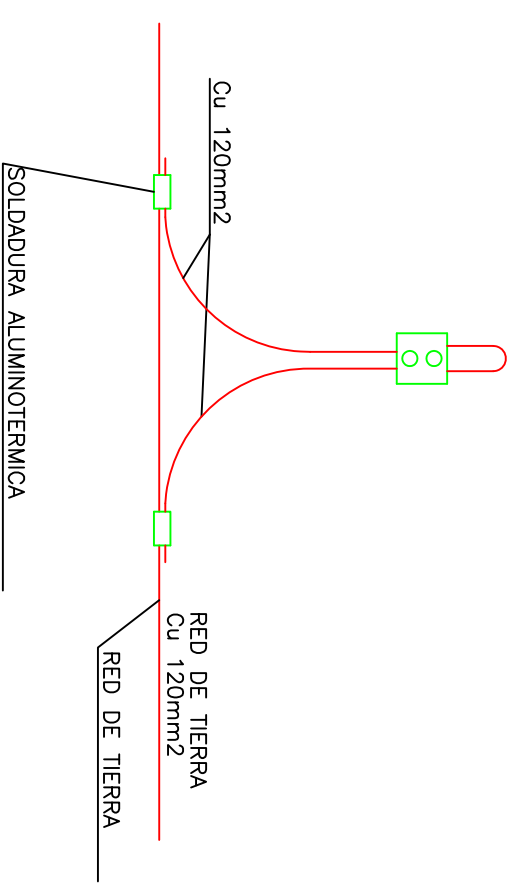


DETALLE DERIVACION TIERRA
DESDE MALLA ENTERRADA
ESCALA S/E


						<div><div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div></div>	
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob	
							UNIVERSIDAD DE SEVILLA
							DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
							AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO
						FECHA: 2/05/2019	ESCALA: 1: 40
						PLANO: 7	HOJA: 1 DE 1
						FORMATO: A3	
						TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA	
						NOMBRE DEL PLANO: AISLADORES Y MONTAJE PÓRTICO DE BARRAS DE 132 kV	



DETALLE CABEZA DE AISLADOR
ESCALA 1/5

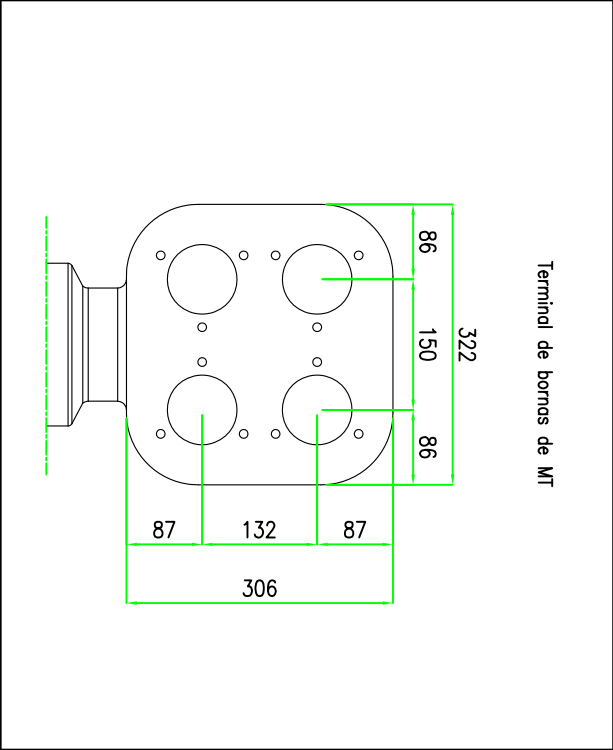


DETALLE DERIVACION TIERRA
ESTRUCTURA METALICA

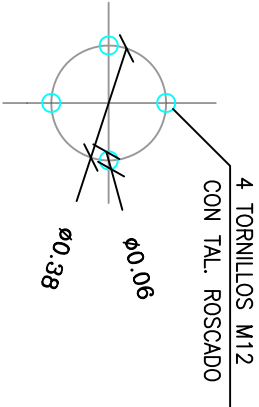
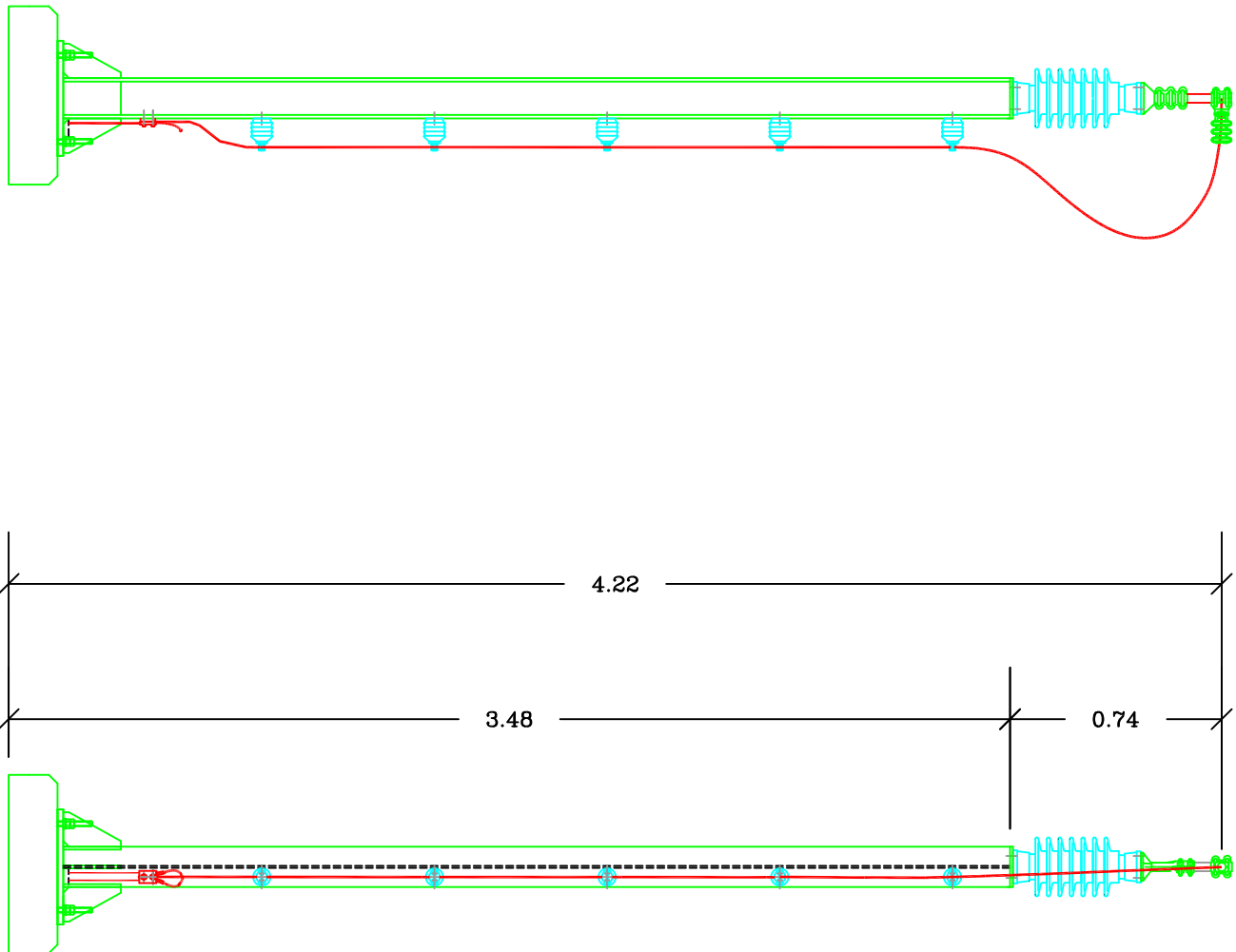
							 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	UNIVERSIDAD DE SEVILLA		TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA	
								DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA		NOMBRE DEL PLANO: AISLADOR DE APOYO	
								AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO			
								FECHA: 02/05/2019		ESCALA: 1: 25	
								PLANO: 8		HOJA: 1 DE 1	
										FORMATO: A3	

65	Válvula toma de muestras aceite superior	1	VALPRES	28	Vaina para sonda de temperatura aceita Pt100	1	ABB
64	Válvula toma de muestras aceite media	1	VALPRES	27	Ventiladores (M1–M2–M3–M4)	4	ZIEHL
63	Válvula toma de muestras aceite inferior	1	VALPRES	26	Posatopos para puesta a tierra del nucleo	1	COMEM
62	Anillos elevación Radiadores	10	–	25	Dispositivo de toma de gas por Buchholz	1	COMEM
61	Posamono por la escalera	1	ABB	24	Desecador de silicagel R.B.C.	1	COMEM
60	Paredes desmontable para inspección conservador TR.	2	ABB	23	Desecador de silicagel transformador	1	COMEM
59	Paredes desmontable para inspección conservador R.B.C.	1	ABB	22	Nivel magnético de aceite R.B.C.	1	COMEM
58	Conservador de aceite por R.B.C.	1	ABB	21	Nivel magnético de aceite transformador	1	COMEM
57	Ventana para inspección arrollamientos y conexiones	6	ABB	20	Vaina para termómetros	2	ABB
56	Placas de accesorios	4	ABB	19	Válvula vaciado conservador R.B.C.	1	VALPRES
55	Soporte cables secundario	1	ABB	18	Válvula vaciado conservador transformador	1	VALPRES
54	Posatopos arrollamiento Terciario 3U1–3W2	2	COMEM	17	Oficicio de llenado conservador R.B.C.	1	ABB
53	Posatopos arrollamiento secundario neutro 2N	1	COMEM	16	Oficicio de llenado conservador transformador	1	ABB
52	Posatopos arrollamiento primario neutro 1N	1	ABB C.	15	Termómetro de cuadrante	2	AKW
51	Tuberia rígida en acero	5	ABB	14	Válvula de divivio de sobrepresión	1	QUALITROL
50	Vaina termopozo por radiadores	20	–	13	Válvula filtro prensa superior y vaciado transfor.	1	VALPRES
49	Sonda de temperatura aceite	1	TERMICS	12	Termostato para temperatura aceite	1	TERMAN
48	Dispositivo de bloqueo ruedas	2	ABB	11	Válvula filtro prensa inferior	1	VALPRES
47	Soporte borandilla	18	ABB	10	Válvulas de independización rele R.B.C.	2	SARVAL
44	Posatopos para puesta a tierra de piezas de apielo nucleo	1	COMEM	9	Válvulas de independización rele Buchholz	2	VALPRES
43	Registro para secado bajo vacio	2	ABB	8	Rele de protección R.B.C.	1	M.R.
42	Válvulas de independización de los radiadores	20	ETI	7	Rele Buchholz transformador	1	EMB
41	Conservador de aceite por tranóformador	1	ABB	6	Caja conexiones protecciones auxiliares	1	ABB
40	Placas sigla ABB	1	ABB	4	Mando combiador de tomas bajo carga	1	M. R.
38	Ruedas orientbbles en dos direcciones	4	ABB	3	Combiador de tomas bajo carga (R.B.C.)	1	M. R.
37	Radiadores desmontables	10	–	2	Posatopos arrollamiento secundario 2U–2V–2W	3	PFISTERER
36	Placas de puesta a tierra	2	ABB	1	Posatopos arrollamiento primario 1U–1V–1W	3	ABB C.
35	Apoyo para los gatos	4	ABB				
34	Ganchos elevación transformador completo	4	ABB				
33	Anillos elevación conservador	4	ABB				
32	Anillos para desencubado trafo	4	ABB				
31	Anillos para transporte	4	ABB				
30	Anillos para arrostre	8	ABB				
29	Vaina de reserva	8	ABB				
POS.	DENOMINACION	N.	COSTR.	POS.	DENOMINACION	N.	COSTR.

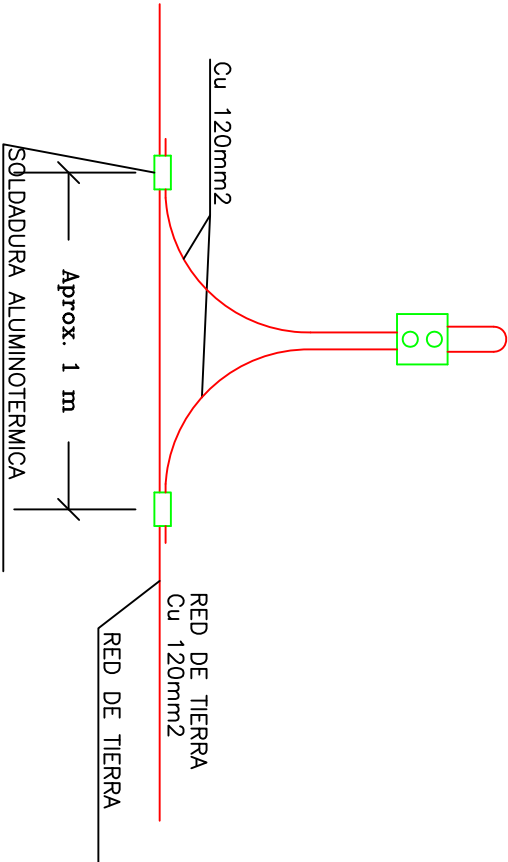
DETALLE DE CONECTOR PFISTERER HEMBRA



					 <div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div>					
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob	UNIVERSIDAD DE SEVILLA	TRABAJO: SUBESTACION ELECTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
							DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA	NOMBRE DEL PLANO: SIMBOLOGIA TRANSFORMADOR DE POTENCIA ABB CONECTOR PFISTERER		
							AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO			
							FECHA: 2/05/2019			
							ESCALA: 1: X	PLANO: 9	HOJA: 2 DE 2	FORMATO: A3



DETALLE CABEZA DE AISLADOR
ESCALA 1/5



DETALLE DERIVACION TIERRA
ESTRUCTURA METALICA
ESCALA S/E

ALZADO
ESCALA 1/25

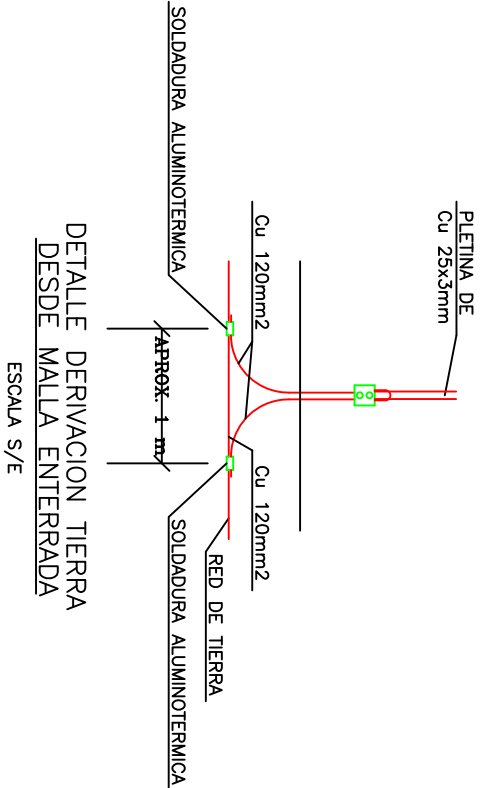
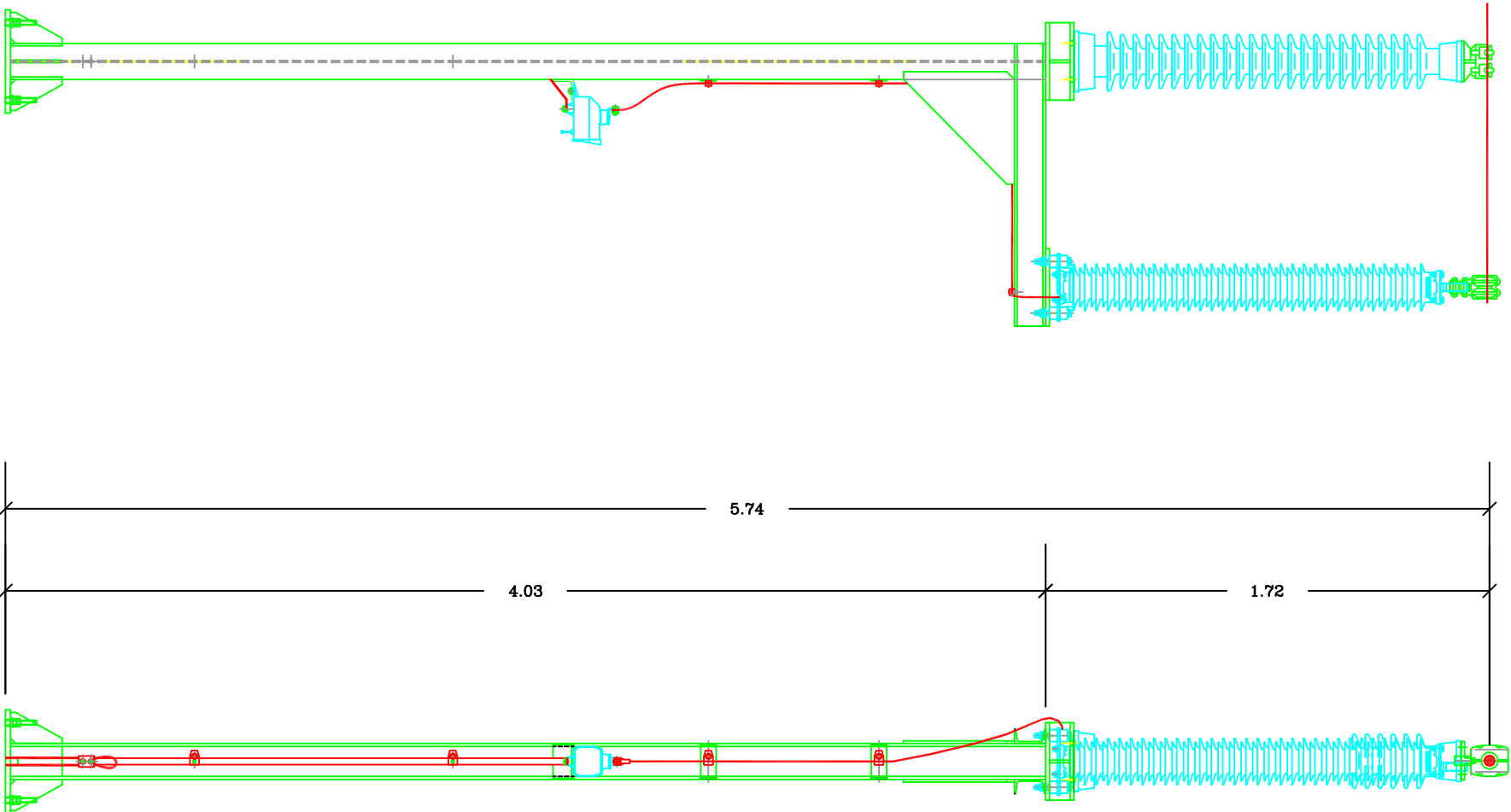
PERFIL
ESCALA 1/25


Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob

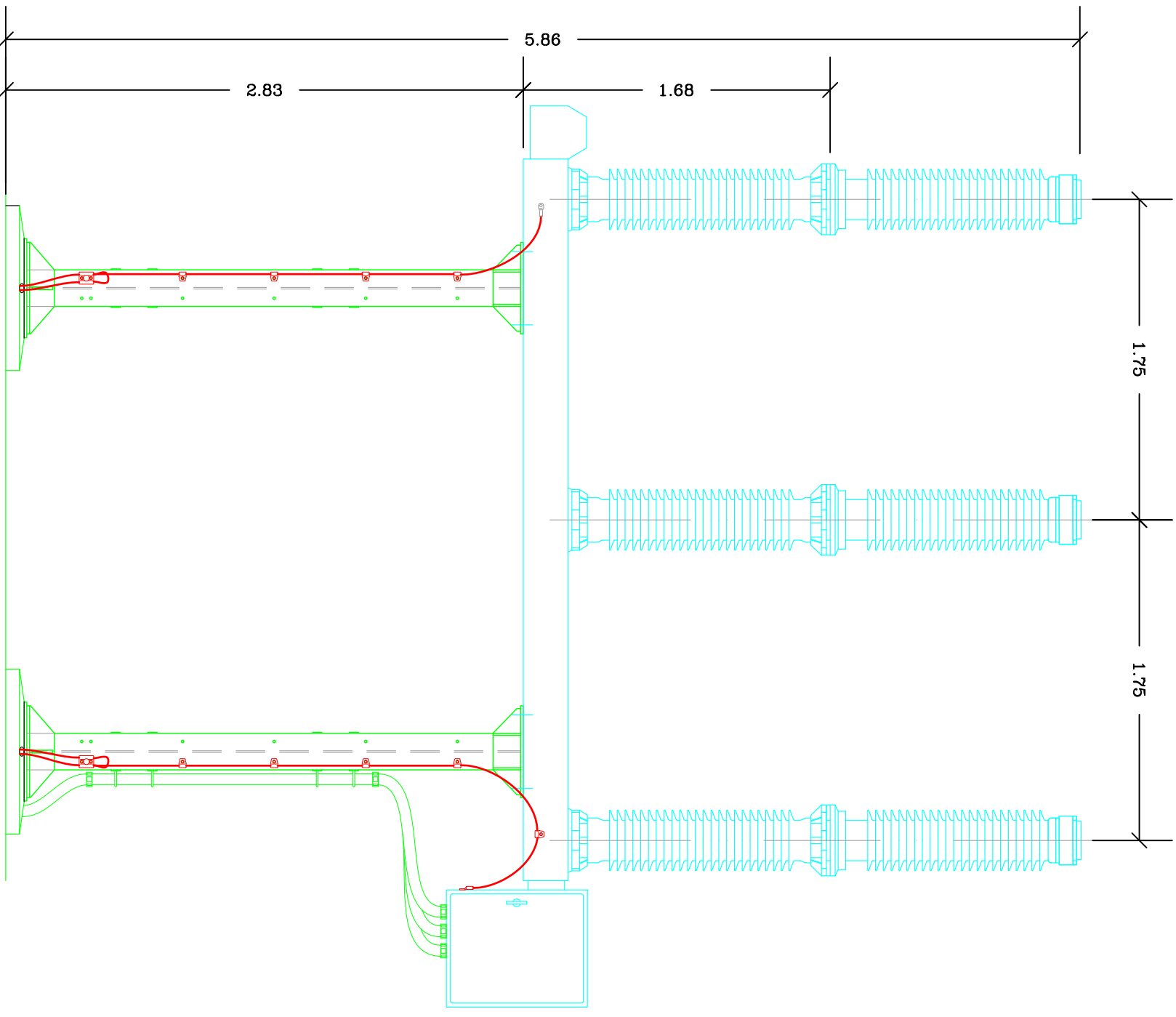
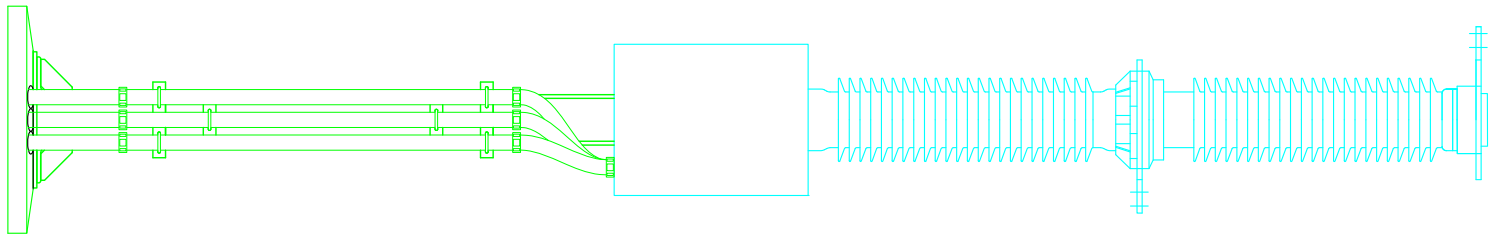


Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

UNIVERSIDAD DE SEVILLA			TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA			NOMBRE DEL PLANO:		
AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO			AISLADOR DE APOYO NEUTRO DEL TRANSFORMADOR LADO DE ALTA		
FECHA: 2/05/2019	ESCALA: 1: 25	PLANO: 10	HOJA: 1 DE 1	FORMATO: A3	



						<div><div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div></div>		UNIVERSIDAD DE SEVILLA		TRABAJO: SUBESTACION ELECTRICA 30/132 kV 2X40 MVA	
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob	DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA		NOMBRE DEL PLANO:		
							AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO		AUTOVALVULA LADO 132 kV + AISLADOR DE APOYO		
							FECHA: 02/05/2019	ESCALA: 1: 20	PLANO: 12	HOJA: 1 DE 1	FORMATO: A3



ALZADO PRINCIPAL

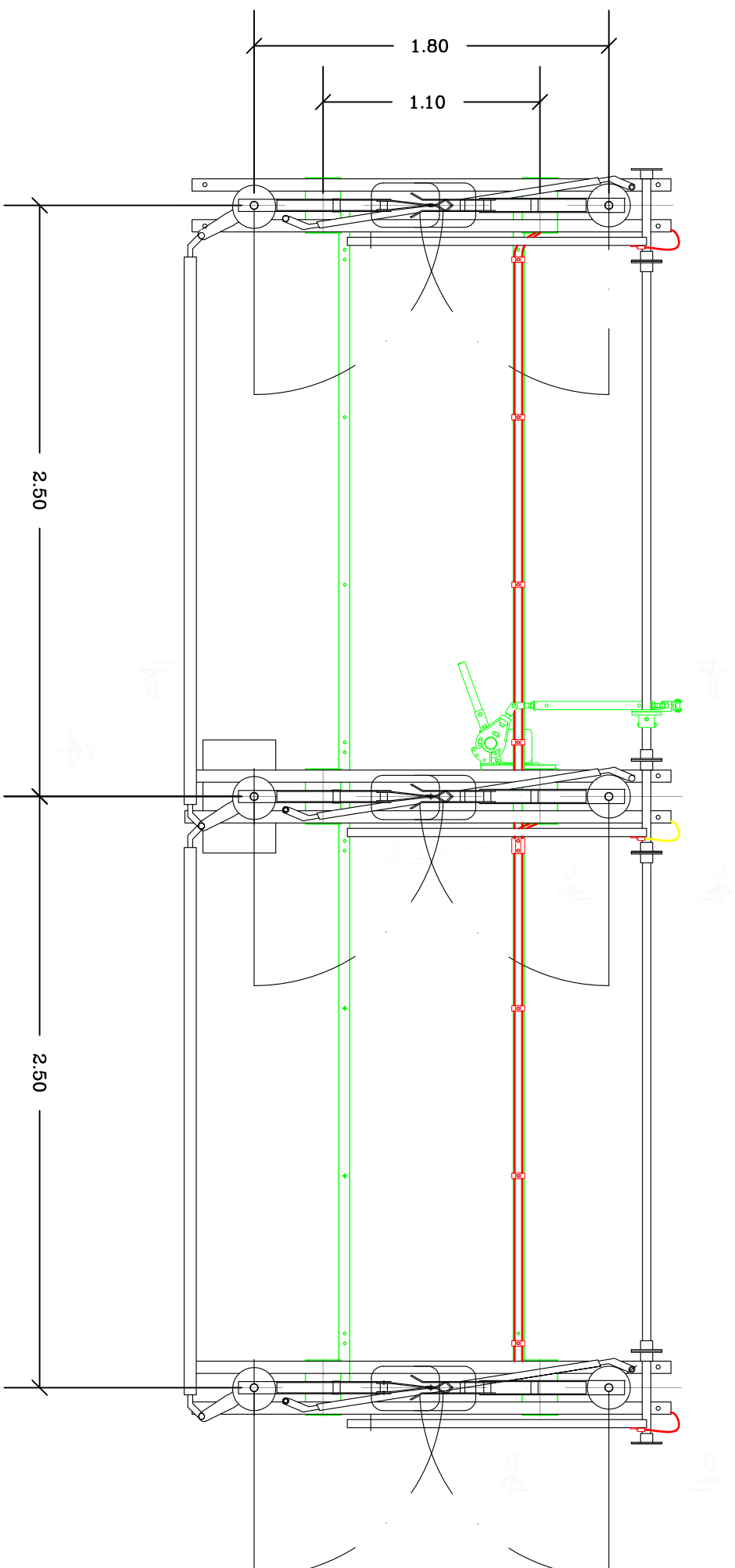
ALZADO LATERAL

Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob

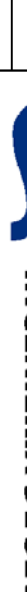


Escuela Técnica Superior de
INGENIERÍA DE SEVILLA

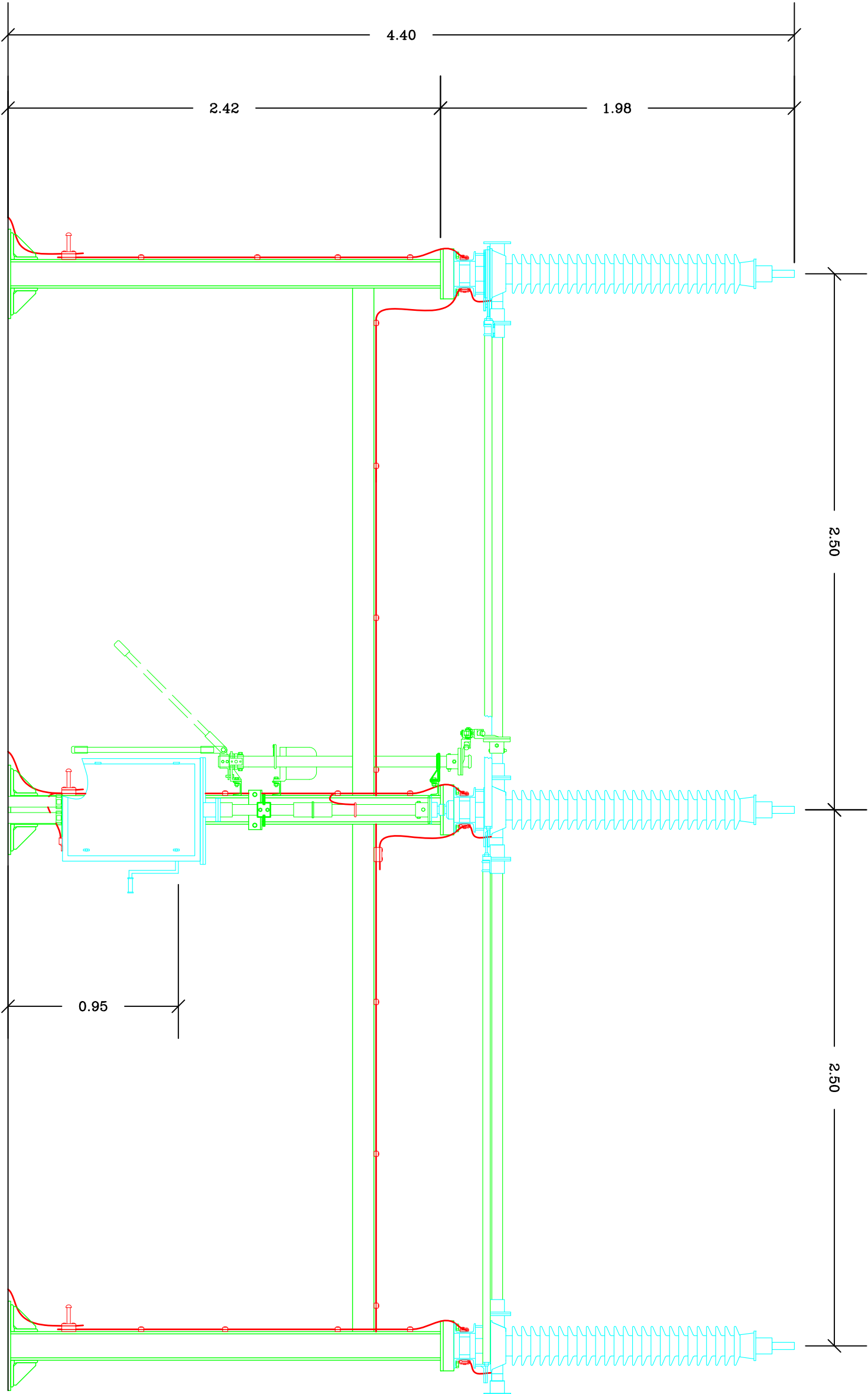
UNIVERSIDAD DE SEVILLA			TRABAJO: SUBESTACION ELECTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA			NOMBRE DEL PLANO:		
AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO			INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TRIPOLAR 132 kV-1250 A		
FECHA: 2/05/2019	ESCALA:	1: 30	PLANO: 14	HOJA: 1 DE 1	FORMATO: A3



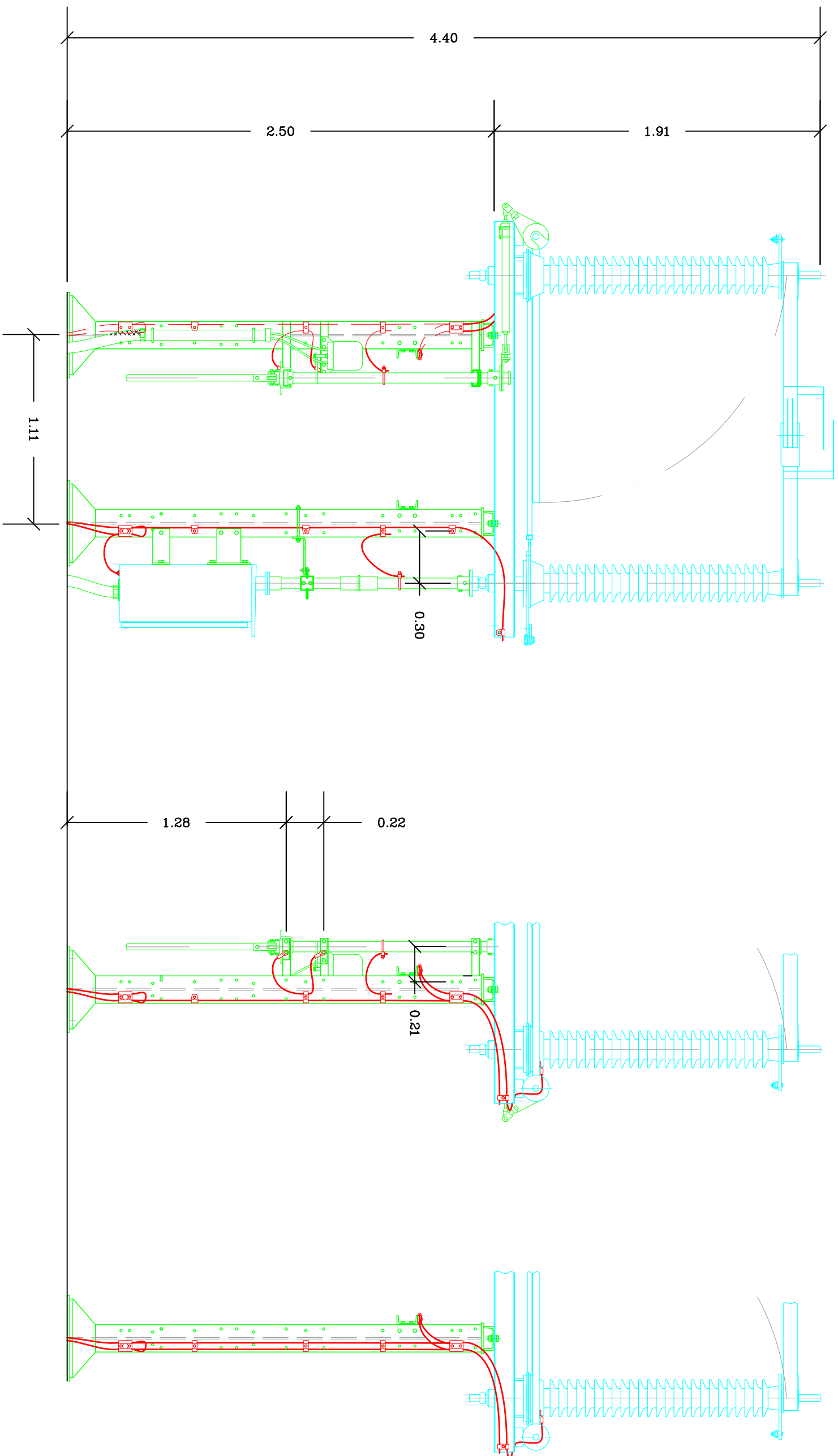
VISTA POR -A-	HOJA 02
SECCION B-B	HOJA 03
SECCION C-C	HOJA 03
SECCION D-D	HOJA 03

							 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	UNIVERSIDAD DE SEVILLA			TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
								DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA			NOMBRE DEL PLANO:		
								AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO			PLANTA SECCIONADOR TRIPOLAR DE 2 COLUMNAS CON P.A.T 132 kV 1250 A		
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob		FECHA: 2/05/2019	ESCALA: 1: 30	PLANO: 15	HOLA: 1 DE 3	FORMATO: A3	

VISTA A




							 <div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div>
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob	



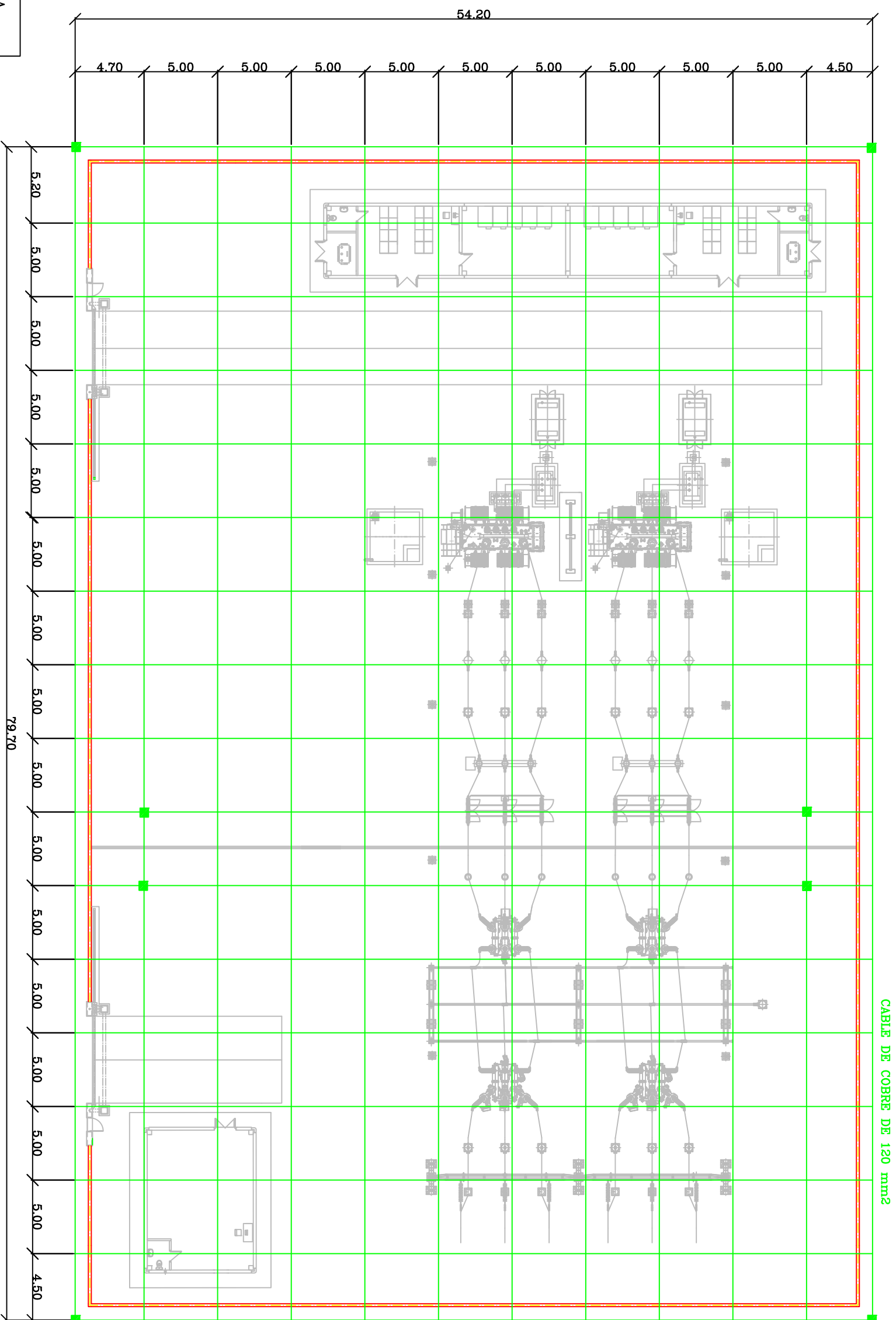
SECCION B-B

SECCION C-C


SECCION D-D

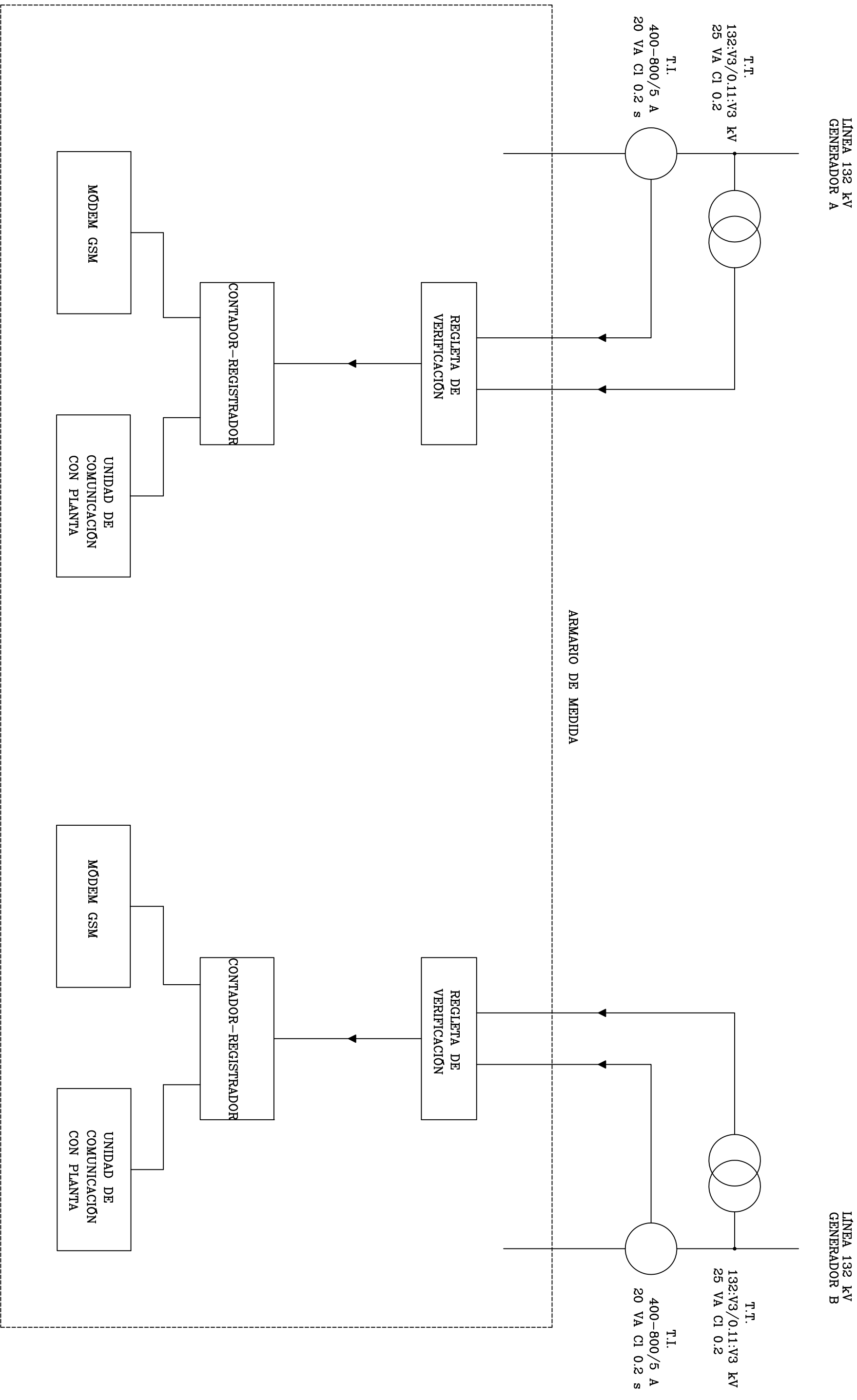
							 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob	


UNIVERSIDAD DE SEVILLA		TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA	
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA		NOMBRE DEL PLANO:	
AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO		SECCIONES A-A, B-B, C-C DEL SECCIONADOR TIROPOLAR DE 2 COLUMNAS CON P.A.T	
FECHA: 3/05/2019	ESCALA: 1: 25	PLANO: 15	HOLA: 3 DE 3
			FORMATO: A3

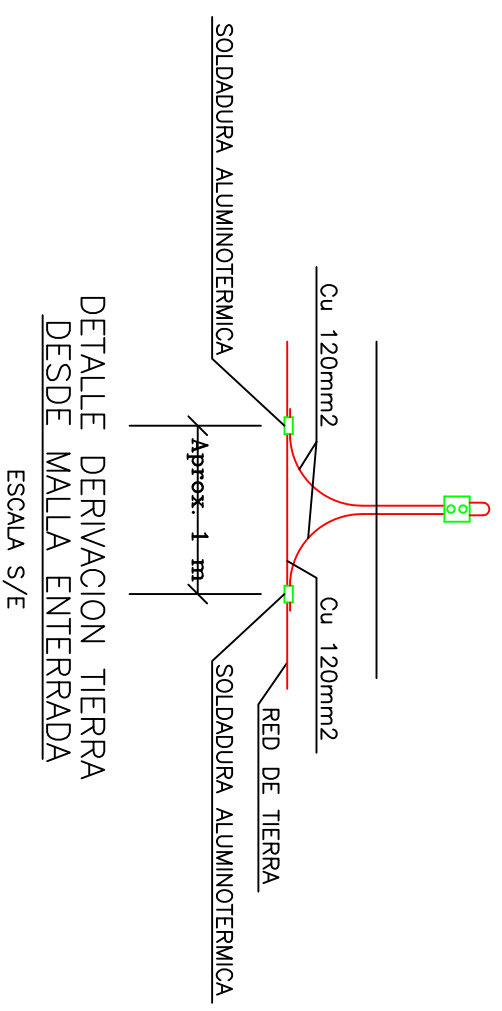
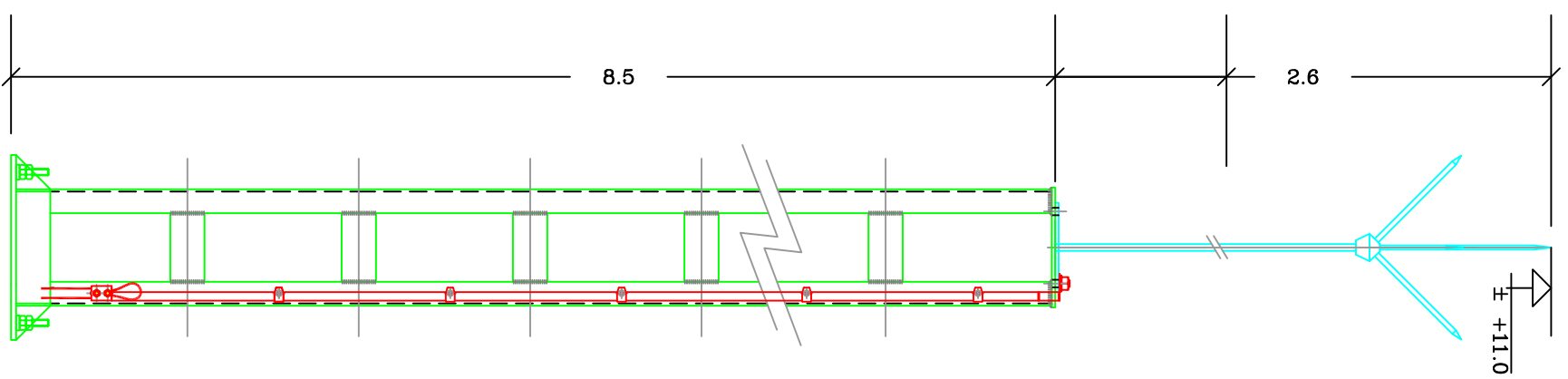



<p>— CABLE DE TIERRA</p> <p>■ PICA</p>	<p>TODAS LAS UNIONES DE SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA</p>
--	--

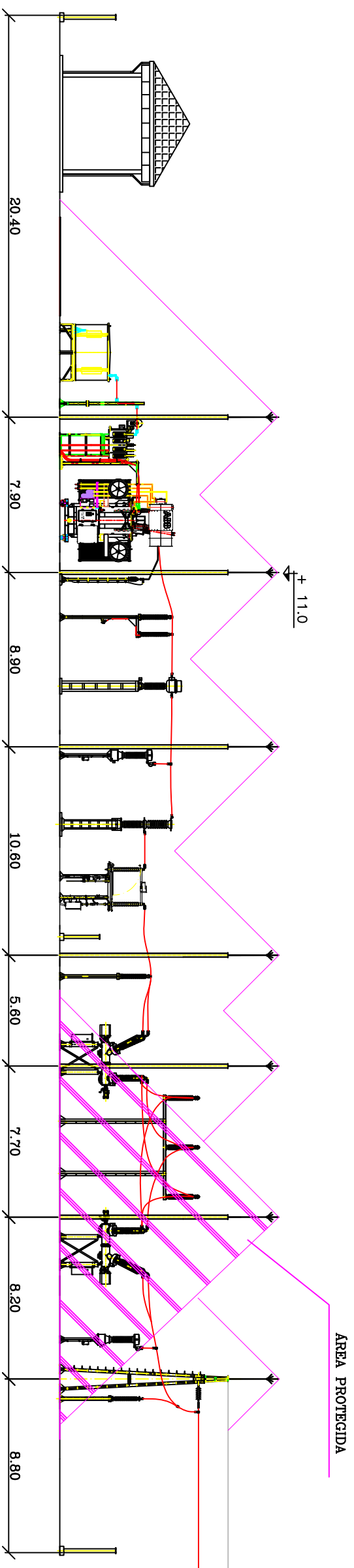
									 <div>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</div>	UNIVERSIDAD DE SEVILLA					TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA				
										DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA					NOMBRE DEL PLANO: PLANTA RED DE TIERRAS				
										AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO									
										FECHA: 3/05/2019					ESCALA: 1: 300				
										PLANOS: 16					HOJA: 1 DE 1				
															FORMATO: A3				
										Rev					Fecha				



						 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA
						<div>UNIVERSIDAD DE SEVILLA</div> <div>DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA</div> <div>AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO</div> <div>FECHA: 3/5/2019</div> <div>ESCALA: 1: X</div> <div>PLANO: 17</div> <div>HOJA: 1 DE 1</div> <div>FORMATO: A3</div>
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob



							 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	UNIVERSIDAD DE SEVILLA			TRABAJO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 kV 2X40 MVA		
								DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA			NOMBRE DEL PLANO: PUNTA FRANKLIN		
								AUTOR: DIEGO CABRERA CASTRO					
								FECHA: 3/05/2019			ESCALA: 1: 20		
								PLANO: 18			HOJA: 1 DE 1		
											FORMATO: A3		
Rev	Fecha	Modificación	Proy	Dibuj	Conf	Aprob							



CORTE A-A'

[illegible]